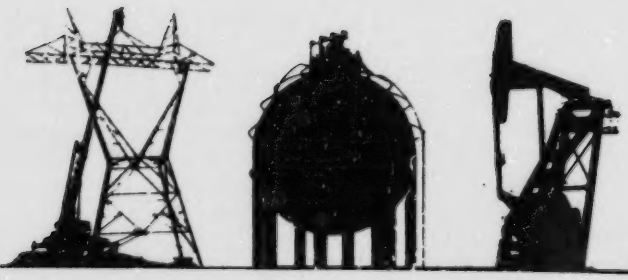
Office national de l'énergie

L'ÉNERGIE AU CANADA

Offre et demande 1987 – 2005

RÉSUMÉ



Septembre 1988

L'énergie au Canada
Offre et demande 1987-2005

RÉSUMÉ

Office national de l'énergie
Septembre 1988

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1988

N°. du Cat. NE23-15/1988-1F
ISBN 0-662-95137-9

Ce rapport est publié séparément
dans les deux langues officielles.

This report is published separately
in both official languages.

Exemplaires disponibles auprès du:

Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 998-7204

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

Imprimé au Canada

Printed in Canada

Table des matières

Avant-propos..... (i)

Introduction..... 1

Prix du gaz naturel..... 4

Prix de l'électricité..... 6

Demande d'énergie..... 7

Prévisions en matière d'exportation d'énergie..... 9

Offre de gaz naturel..... 13

Offre de pétrole..... 15

Offre d'électricité..... 17

Offre de charbon..... 19

Observations finales.....20

De nombreuses unités différentes servent à mesurer l'offre et la demande d'énergie. À des fins de comparaison, nous les convertissons en multiples du joule, en particulier en gigajoule (un milliard de joules), pétajoule (un million de gigajoules) et exajoule (un millier de pétajoules). Un plein d'essence de 30 litres contient environ un gigajoule d'énergie; une ville comme Toronto ou Montréal consomme un pétajoule d'énergie pour tous ses besoins environ toutes les 17 heures. Un tableau des principaux facteurs de conversion, des termes et des abréviations se trouve à la page 22 du présent document.

Avant-propos

L'Office national de l'énergie a été créé en 1959 par une Loi du Parlement. Aux termes de la **Loi sur l'Office national de l'énergie,** deux grandes responsabilités lui incombent:

- réglementer, dans des domaines définis, le pétrole, le gaz naturel et l'électricité, dans l'intérêt public, notamment en
  - autorisant les exportations de pétrole, de gaz naturel et d'électricité,
  - autorisant la construction des pipelines internationaux et interprovinciaux et des lignes internationales de transport d'électricité,
  - fixant des droits justes et raisonnables exigibles par les pipelinières relevant de la compétence fédérale;
- conseiller le gouvernement sur la mise en valeur et l'utilisation des ressources énergétiques.

La Loi exige aussi que l'Office étudie de façon suivie les perspectives concernant l'offre canadienne de tous les principaux produits énergétiques et leurs sous-produits, ainsi que la demande d'énergie canadienne au Canada et à l'étranger.

Le Résumé accompagne le rapport détaillé qui décrit les prévisions établies, de janvier à septembre 1988, par le personnel de l'Office national de l'énergie, quant à la demande, à l'offre et aux prix dans le domaine de l'énergie.

Le rapport **L'énergie au Canada : Offre et demande,** dont la dernière parution remonte à 1986, est rédigé par le personnel de l'Office et publié environ tous les deux ans. Il est indépendant des travaux de réglementation de l'Office; toutes les estimations qui y sont contenues sont indépendantes de l'examen, par l'Office, de toutes demandes d'exportation d'énergie ou de construction d'installations, et ne sauraient leur porter préjudice.

Nous remercions toutes les personnes qui ont consacré leur temps et leurs connaissances à la rédaction du rapport:

- les personnes avec lesquelles nous avons tenu des consultations sur nos hypothèses et résultats préliminaires,
- les personnes qui ont fourni l'information,
- nos nombreux collaborateurs au sein de l'Office.

Des exemplaires du résumé, du rapport détaillé ou des rapports antérieurs sont disponibles auprès de l'Office à l'adresse ou au numéro de téléphone apparaissant au verso de la page titre.

Introduction

Lorsque nous avons rédigé notre rapport d'octobre 1986, intitulé *L'énergie au Canada : Offre et demande 1985-2005*, les marchés mondiaux de l'énergie se signalaient par un excédent de l'offre et les prix du pétrole et du gaz naturel avaient fortement chuté. Cette situation existe toujours, mais les marchés nord-américains du gaz naturel ont considérablement changé et les services publics d'électricité ont élargi leurs options d'approvisionnement et leurs programmes de gestion de la demande.

Notre démarche générale dans la rédaction du rapport de 1988 est semblable à celle que nous avions adoptée en 1986, dans la mesure où nous définissons des scénarios fondés sur des prix soutenables, bas et élevé, du pétrole; cependant, le rapport comporte de profondes innovations :

- le rapport entre la croissance économique et les prix du pétrole est envisagé de façon plus large.

- les prix du gaz naturel peuvent changer au besoin afin d'éviter des points d'intersection de l'offre et de la demande de gaz naturel.

- la période des prévisions concernant les exportations de gaz naturel s'étend au-delà de l'horizon des licences existantes.

- un scénario de rechange de l'offre d'électricité, comportant une intensification du commerce interprovincial de l'électricité dans l'Est du Canada et des exportations par rapport à ceux des prévisions contenues dans les scénarios bas et élevé, est examiné.

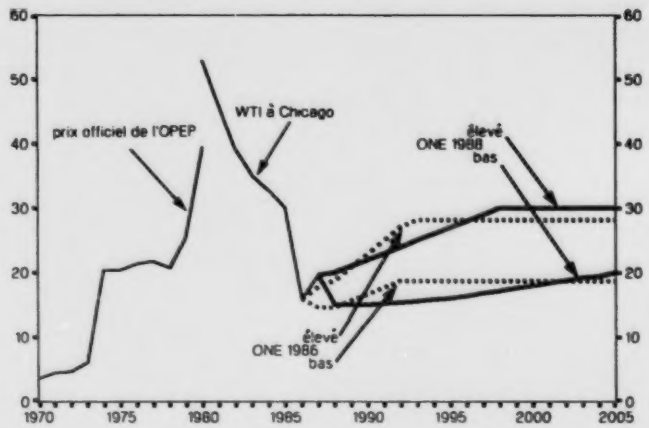
Croissance économique mondiale et scénarios de prix pétroliers

Nous supposons que, dans l'état actuel du marché mondial du pétrole, marqué par un excédent substantiel de l'offre, la mesure dans laquelle les prix du pétrole peuvent s'accroître de façon soutenue dépend largement de la croissance de la demande internationale et, par conséquent, de l'effet exercé par cette croissance sur le coût de l'offre de pétrole des pays non membres de l'OPEP.

Nous adoptons deux scénarios de croissance économique mondiale - un scénario élevé et un scénario bas, pour lesquels nous retenons une croissance annuelle moyenne se chiffrant à 3 % et à 2 % environ. Dans ce contexte, la croissance de l'économie canadienne sera influencée, non seulement par le niveau des prix du pétrole, mais davantage encore par l'environnement économique mondial, dont les prix du pétrole sont une composante.

Figure 1
Prix mondiaux du pétrole

($US de 1987 par baril)



Chaque scénario de croissance économique donne lieu à un scénario de prix mondiaux du pétrole. Une demande de pétrole plus élevée résulte avant tout d'une croissance économique plus élevée; à l'inverse, une demande de pétrole plus faible accompagne une croissance économique moins forte. Ainsi, une croissance économique et une demande de pétrole élevées, entraînant des prix pétroliers élevés, constituent un scénario (notre scénario élevé); de même, une croissance économique et une demande de pétrole plus faibles, entraînant des prix pétroliers moins élevés, constituent l'autre scénario (notre scénario bas). Nous prenons en compte que des prix élevés freinent la demande, et des prix bas la suscite; toutefois, sauf s'il se produit des flambées de prix (comme entre 1979 et 1981), nous prévoyons que la croissance économique influera davantage sur la demande de pétrole que le prix du pétrole brut.

Les profils de prix du pétrole plus bas et plus élevés ne sont pas définis comme étant immuables année après année. On peut s'attendre à des fluctuations, impossibles à prédire, de part et d'autre de ces profils, du prix du pétrole dans toute année donnée. La signification de ces deux scénarios est que chacun offre une perspective à long terme qualitativement différente, laquelle est suscitée par différentes hypothèses conjoncturelles donnant lieu à des prix relativement plus élevés ou plus faibles. En outre, il se peut que le profil réel tienne des deux prévisions, par exemple en se rapprochant du profil bas dans les premières années et du profil élevé vers la fin de la période retenue.

Nos scénarios de la demande et de l'offre d'énergie ne sont pas des prévisions absolues. Chaque scénario est une éventualité qui pourrait se concrétiser dans différentes perspectives soutenables de la croissance économique et des prix mondiaux du pétrole. Tous nos résultats d'analyse dépendent des hypothèses sous-jacentes que nous avons retenues dans l'ensemble du rapport. L'adoption d'hypothèses différentes produiraient des résultats autres que ceux apparaissant dans le présent rapport.

Croissance de l'économie canadienne

Nous utilisons nos estimations de la croissance économique mondiale et des prix mondiaux du pétrole pour obtenir des prévisions de la croissance économique au Canada. Le scénario élevé comporte un taux annuel moyen de croissance de 2,9 % du produit intérieur brut réel, de 1986 à 2005; dans le scénario bas, ce taux est de 2,2 %. Tout comme pour les prix du pétrole, nous ne tentons pas de prévoir de modes cycliques de l'activité économique au Canada. Ces taux de croissance doivent être pris comme étant des tendances à long terme soutenues, autour desquelles fluctuent les taux annuels de croissance.

Dans les deux scénarios, la croissance se concentre davantage dans le secteur manufacturier que cela n'avait été le cas au cours des dernières années. Dans le scénario élevé, la demande mondiale de produits canadiens est relativement forte; par conséquent, la croissance est relativement forte dans les industries produisant des biens durables et dans les industries à forte consommation énergétique (comme pour la fabrication des pâtes et papiers et la sidérurgie) où le Canada bénéficie d'un avantage relatif sur le marché international. Dans le scénario bas, la demande à l'exportation est plus faible, tout comme la contribution des industries exportatrices au produit intérieur brut.

Tableau 1

Activité économique canadienne

taux annuels moyens de croissance (%)

	1986-2005	
	bas	élevé
produit intérieur brut réel	2,2	2,9
revenu personel réel disponible	1,7	2,3
ménages	1,3	1,3
parc automobile	1,8	2,0

Tableau 2

Production par secteur (dollars de 1971)

taux annuels moyens de croissance (%)

	1986-1990		1990-2005		1986-2005	
	bas	élevé	bas	élevé	bas	élevé
industriel	1,9	3,5	2,6	3,5	2,5	3,5
forêts	1,8	2,1	2,1	2,5	2,0	2,4
mines	0,6	2,8	1,5	2,4	1,3	2,5
industrie manufacturière	2,1	3,7	2,7	3,8	2,6	3,8
construction	1,5	3,0	2,8	3,0	2,5	3,0
industries à forte consommation d'énergie [a]	1,8	3,6	2,1	3,2	2,1	3,3
commercial	2,5	2,8	1,8	2,4	2,0	2,5
produit intérieur brut total	2,3	3,1	2,0	2,9	2,2	2,9

Nota: [a] Exploitation minière, fonte et affinage, fer et acier, pâtes et papiers, produits chimiques, ciment et raffinage du pétrole.

La composition de la croissance économique influe sur la demande d'énergie dans la mesure où le secteur industriel, producteur de biens, consomme de quatre à cinq fois plus d'énergie par dollar de production que le secteur commercial, producteur de services. En outre, certaines industries productrices de biens consomment plus d'énergie dans leurs opérations que d'autres.

Prix du gaz naturel

Au moment de la rédaction du rapport de 1986, le commerce du gaz naturel au Canada, auparavant réglementé, entrait dans une ère axée davantage sur les prix du marché. Parce qu'il n'était pas encore clair comme les prix du gaz naturel au Canada seraient déterminés, nous avons supposé que le prix du gaz naturel serait lié à celui du mazout lourd. Nos résultats d'analyse ont signalé le problème que pose un lien fixe entre les prix du gaz naturel et du pétrole. L'offre et la demande de gaz naturel, tels qu'ils apparaissent dans notre rapport de 1986, n'ont jamais été équilibrés: lorsque le prix du gaz dépassait le coût de l'offre (jusqu'à la fin des années 90), un excédent d'offre de gaz persistait; par la suite, lorsque le coût des additions aux réserves de gaz dépassait le prix, l'offre devenait insuffisante pour répondre à la demande et une intersection de l'offre et de la demande se produisait (voir le graphique 1 de la figure 2). Nous avons reconnu que cela ne pouvait continuer et que d'autres redressements devaient être apportés.

Dans le présent rapport, nous laissons les prix du gaz naturel changer en fonction des conditions de l'offre et de la demande sur le marché du gaz. Le prix du pétrole influe sur les prix du gaz naturel parce que, dans de nombreuses utilisations, un combustible peut être substitué à l'autre. Toutefois, les prix du gaz nécessaires à l'équilibre de l'offre et de la demande de gaz peuvent grimper ou tomber par rapport aux prix du pétrole (voir le graphique 2 de la figure 2).

Au début de la période retenue, l'excédent de l'offre de gaz exerce une pression à la baisse sur les prix du gaz. Toutefois, ultérieurement, les coûts d'exploration et de mise en valeur augmentent à mesure que nos ressources en gaz naturel

Figure 2

Marché du gaz naturel

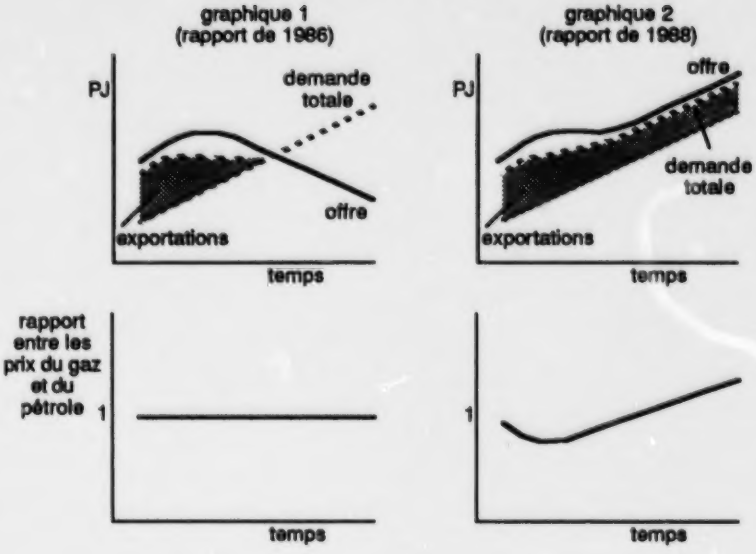
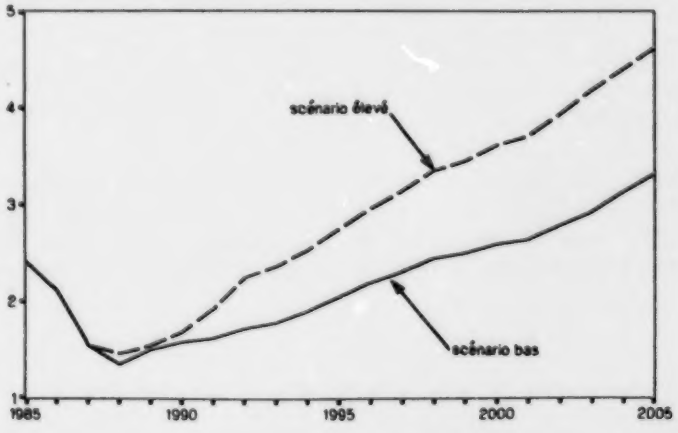


Figure 3

Prix du gaz naturel au gisement après traitement - scénarios élevé et bas

($C de 1987 par gigajoule)



s'épuisent graduellement; cela signifie que les prix du gaz naturel devront augmenter pour faire face au coût de l'exploration et de la production des approvisionnements futurs.

Nous prévoyons que les prix du gaz naturel à la sortie du gisement après traitement s'élèveront en termes réels au cours de la période d'étude. Dans le scénario bas, le prix moyen passe de 1,55 $ environ le gigajoule en 1987 à quelque 3,30 $ en 2005. Dans le scénario élevé, le prix, grimpant plus rapidement et plus haut, atteint environ 4,70 $ en 2005.

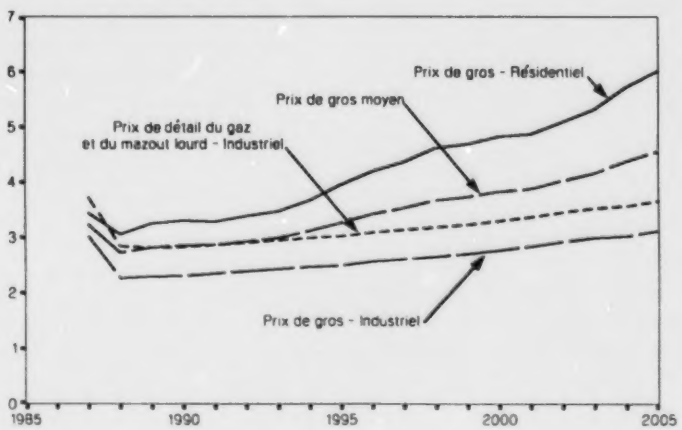
Dans le marché du gaz actuel, des prix différents (déduction faite des frais de transport et de distribution) sont exigés des différents consommateurs. Cette pratique est souvent appelée "différentiation de prix selon les catégories de clients". Nous avons dû dresser nos prévisions des prix exigés des utilisateurs ultimes en bâtissant des hypothèses au sujet de l'avenir de cette pratique.

Dans le scénario élevé, nous prévoyons que les prix exigés des utilisateurs ultimes des secteurs industriel, commercial et résidentiel ne seront plus assujettis à cette pratique d'ici à 1991. Dans ce scénario, les prix du gaz ne dépassent les prix du pétrole que vers la fin de la période, époque où le gaz devient plus cher que le mazout lourd sur les marchés industriels de l'Est du Canada.

Le scénario bas présente des difficultés sérieuses pour la fixation des prix du gaz naturel parce que le prix du pétrole est très faible par rapport au coût marginal de l'offre de gaz. Nous avons décidé de conserver la différentiation de prix dans ce scénario. Si nous avions procédé autrement, nous estimons que, vers la fin de la période d'étude, le marché du gaz naturel serait d'environ 25 % (615 pétajoules) inférieur, et les frais plus élevés de transport et de distribution exigés des utilisateurs restants rapprocheraient les prix du gaz des prix assujettis à la pratique de différentiation.

Figure 4
Détermination des prix du gaz naturel Ontario - scénario bas

($C de 1987 par gigajoule)



Dans le scénario bas, nous avons supposé que les coûts de l'offre de l'énergie canadienne sont plus faibles que dans le scénario élevé, en retenant que, lorsque les prix de l'énergie sont bas, les coûts d'exploration, de forage et de production tendent à être inférieurs à ce qu'ils sont lorsque les prix sont élevés.

Prix de l'électricité

Nous avons estimé les prix de l'électricité dans les deux scénarios en prenant en compte tous les changements de prix à court terme annoncés par les services publics et en supposant que, par la suite, les prix réels demeurent constants. Pour vérifier la validité de cette hypothèse, nous avons estimé les prix nécessaires pour satisfaire aux besoins en revenus des services publics. Nous avons généralement conclu que les prix réels constants sont plus élevés que ceux nécessaires pour satisfaire aux besoins en revenus des services publics. Toutefois, après la tenue de consultations avec l'industrie, nous avons décidé de maintenir notre hypothèse selon laquelle les prix de l'électricité augmenteront d'après le taux d'inflation général. Les principaux facteurs qui nous ont amené à maintenir notre hypothèse sont que les réductions du prix réel ne seraient pas conséquentes avec les objectifs de gestion de la demande et de production d'un financement interne plus élevé que se sont fixés des services publics.

Tableau 3

Croissance des prix de l'électricité

1987-2005

taux annuels moyens de croissance (%)

	scénario bas		scénario élevé	
	Inflation [a]	besoins en revenus [b]	Inflation [a]	besoins en revenus [b]
Atlantique	4,2	3,3	4,7	4,6
Québec	4,3	3,2	4,8	4,3
Ontario	4,4	2,0	4,8	2,5
Manitoba	4,3	3,6	4,8	3,2
Saskatchewan	4,4	1,6	4,9	2,1
Alberta	4,4	3,3	4,8	3,9
Colombie-Britannique	4,4	1,5	4,8	3,2

Nota: [a] La croissance du prix suit l'inflation, sauf si les services d'électricité ont signalé des augmentations du prix.
[b] Les prix sont établis selon les besoins en revenus et les objectifs financiers des services d'électricité, sauf si des augmentations du prix ont été signalées.

Demande d'énergie

La demande d'énergie pour utilisation finale s'accroît, de 1986 à 2005, à un rythme annuel de 1,4 % et de 1,8 % dans les scénarios bas et élevé respectivement. En 2005, elle sera, dans le scénario élevé, de 9 % supérieure à celle du scénario bas, puisque l'effet positif d'une activité économique plus forte fait plus que compenser l'effet négatif de prix pétroliers plus élevés.

Nous prévoyons que les parts des combustibles demeureront relativement stables jusqu'en 2005. Les principales exceptions sont :

- la part du pétrole, qui décline dans les deux scénarios suite à l'abandon continu et lent du pétrole, et

- la part du charbon, bien que petite, double pendant la période des prévisions dans le scénario élevé, ce qui reflète notre hypothèse selon laquelle, dans ce scénario, une certaine quantité de charbon servira à produire de la vapeur pour la récupération *in situ* du bitume.

Les parts de l'électricité et du gaz naturel augmentent légèrement. La part des énergies renouvelables change peu; nous ne pensons pas que les prix de l'énergie, dans l'un ou l'autre scénario, susciteront un augmentation de la part du marché pour ces formes d'énergie.

Le pétrole est de plus en plus confiné à son grand marché captif - les transports - et, bien que le niveau de la demande de pétrole pour utilisation finale augmente lentement dans les deux scénarios, d'ici à l'an 2005 elle demeure inférieure à celle de 1976.

Nos prévisions indiquent le maintien des économies d'énergie et

Figure 5
Demande énergétique pour utilisation finale par combustible
Canada

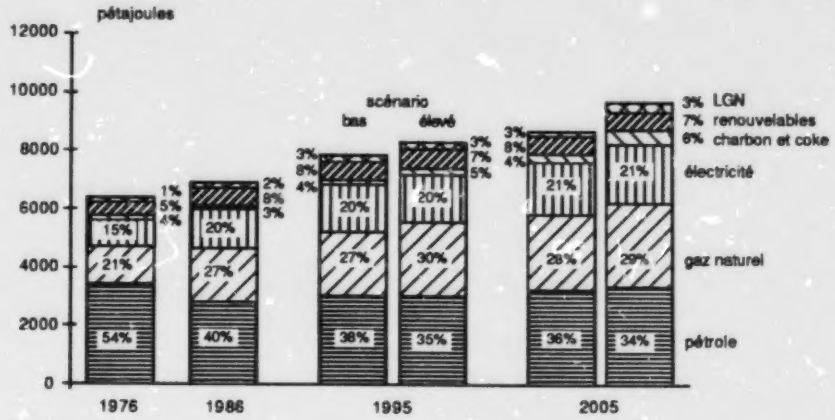
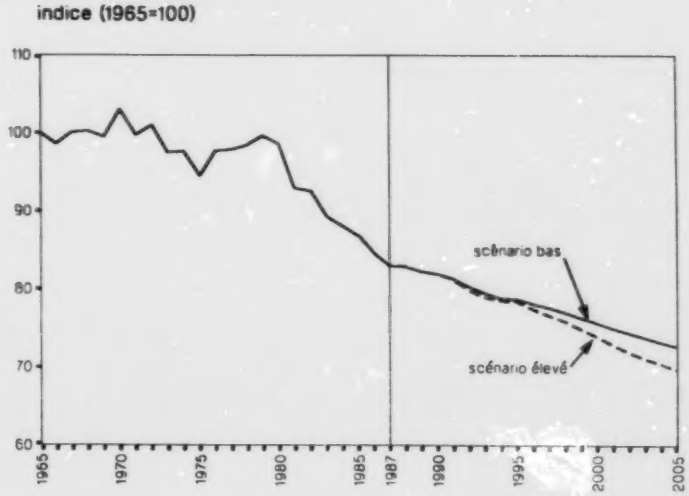
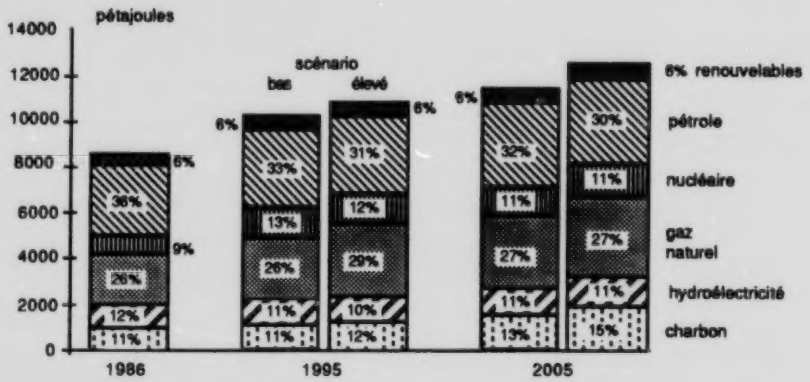


Figure 6
Demande énergétique pour utilisation finale par unité de PIB réel



des améliorations du rendement énergétique, ce qui contribue aux diminutions annuelles moyennes dans l'intensité énergétique (la demande d'énergie pour utilisation finale par unité de produit intérieur réel) se chiffrant à 0,7 % et à 1 % de 1986 à 2005, dans les scénarios bas et élevé respectivement. Ces taux d'amélioration sont inférieurs à ceux que nous avons connus au cours de la dernière décennie et nous croyons qu'ils se trouvent dans les limites des gains réalisables à l'aide des techniques existantes. Par conséquent, la demande d'énergie s'accroît plus lentement que l'activité économique générale. Tout compte fait, étant donné les gains de rendement incorporés dans les estimations, nous pensons que la demande d'énergie sera probablement supérieure, plutôt qu'inférieure, à ce que nous prévoyons pour les deux prochaines décennies.

Figure 7
Demande intérieure d'énergie primaire par combustible
Canada



La demande d'énergie primaire comprend la demande pour utilisation finale, ainsi que l'utilisation de combustibles et les pertes associées à la production et à la distribution de l'énergie. L'électricité n'est pas indiquée explicitement dans la demande d'énergie primaire; elle est remplacée par une estimation des sources d'énergie nécessaires pour sa production.

Au cours de la période des prévisions, la demande intérieure totale d'énergie primaire s'accroît à un taux annuel de 1,5 % et de 2 % dans les scénarios bas et élevé respectivement; ces taux sont semblables à ceux de la demande pour utilisation finale (1,4 % et 1,8 % respectivement). Le taux de croissance marginalement plus élevé de la demande d'énergie primaire est attribuable à une hausse des pertes à la conversion parce que la production d'électricité à partir de l'énergie thermique augmente.

Les parts des combustibles dans la demande intérieure d'énergie primaire sont semblables dans les deux scénarios. Au cours de la période des prévisions, la part du pétrole diminue (mais pas son niveau absolu), tandis que celles du nucléaire, du charbon et du gaz naturel augmentent, ce qui reflète un accroissement du rôle du nucléaire et du charbon dans la production de l'électricité, et un recours accru au gaz naturel.

Prévisions en matière d'exportation de l'énergie

Dans les rapports antérieurs, nos prévisions en matière d'exportation de **gaz naturel** portaient seulement sur les quantités dont l'exportation était autorisée par des licences; nous n'avions inclus aucune exportation de gaz naturel au-delà de l'horizon des licences. Dans le présent rapport, nous avons évalué les perspectives qui s'offrent en matière d'exportation de gaz naturel en nous fondant sur une analyse de la compétitivité du gaz naturel canadien sur les marchés régionaux des États-Unis et nous avons pris en compte la façon dont les exportations touchent l'offre et la demande de gaz, ainsi que les prix du gaz, au Canada.

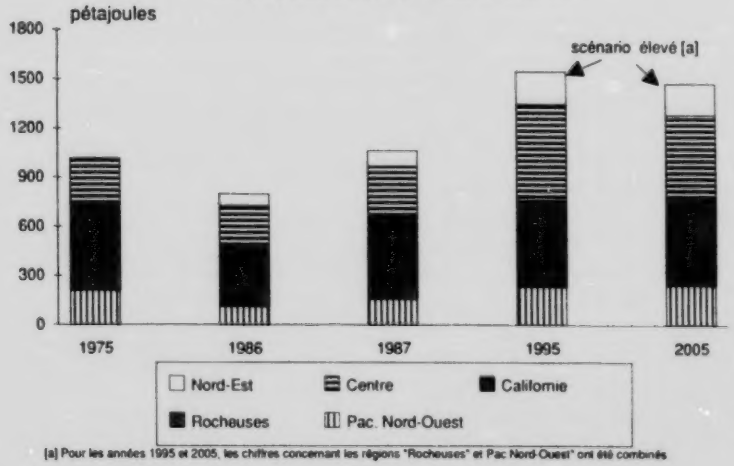
Les exportations de gaz naturel passent d'un exajoule en 1987 à 1,5 exajoules en 1992 dans les deux scénarios; par la suite, elles demeurent stables. Cette stabilité s'explique du fait que nous prévoyons une croissance très lente de la demande de gaz aux États-Unis et une offre compétitive de gaz américain suffisante pour satisfaire à plus de 90 % des besoins américains durant la période des prévisions. La part du Canada dans le marché américain passe d'environ 6 % en 1987 à environ 8 % d'ici à 1992. Il n'existe virtuellement aucune différence, en totalité et dans la composition régionale, dans les volumes des exportations des deux scénarios. La Californie et les États du centre des États-Unis, qui absorbent plus de 70 % de nos exportations, demeurent les plus gros utilisateurs de nos exportations de gaz. Les États du nord-est des État-Unis devraient absorber un pourcentage plus élevé de nos exportations, soit 13 % d'ici à 1992 par rapport à 9 % en 1987.

Tableau 4
Exportations (importations) nettes d'énergie
(pétajoules)

			scénario bas		scénario élevé	
	1975	1986	1995	2005	1995	2005
charbon	(145)	360	445	320	445	415
électricité	10	140	155	165	140	170
gaz naturel	1040	795	1500	1500	1500	1500
LGN	145	130	275	260	265	265
brut et produits pétroliers	(110)	570	(645)	(1145)	815	740
total	**940**	**2000**	**1730**	**1100**	**3165**	**3095**

Nota: Les chiffres du tableau sont arrondis à cinq près.

Figure 8
Exportations de gaz naturel



[a] Pour les années 1995 et 2005, les chiffres concernant les régions "Rocheuses" et Pac Nord-Ouest" ont été combinés

Les exportations d'**électricité** garantie sont fondées sur l'établissement d'une capacité de production avant que cette capacité soit nécessaire pour satisfaire aux besoins intérieurs; les exportations interruptibles sont fondées sur des excédents temporaires comme ceux qui existent dans les périodes hors pointe. Quant aux exportations d'électricité garantie, nous avons retenu les mêmes hypothèses dans les deux scénarios, en nous fondant sur notre évaluation des marchés de l'exportation :

- on prévoit qu'il existera une pénurie dans la capacité de production dans les marchés du nord-est des États-Unis vers le milieu des années 90, et que les services publics canadiens feront montre d'une grande compétitivité;

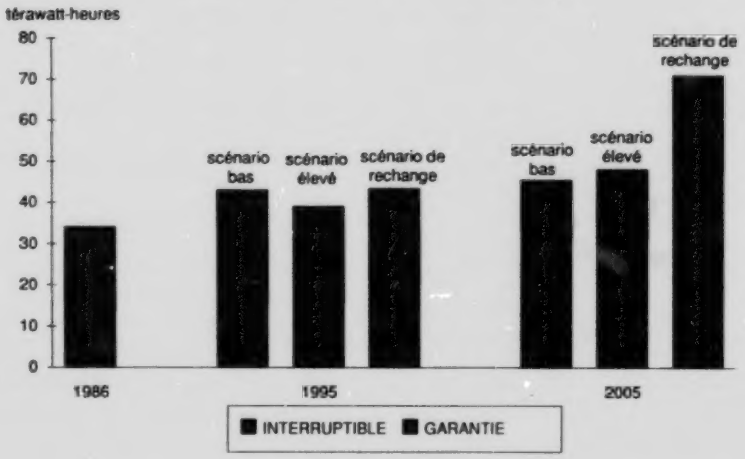
- aucune addition n'est faite à la capacité dans les marchés du centre-nord des États-Unis; ces marchés produisent, dans leurs centrales alimentées au charbon, de l'électricité à coût bas;

- les États de l'ouest des États-Unis ont des besoins croissants et les approvisionnements canadiens sont compétitifs.

Dans les deux scénarios, les exportations totales d'électricité augmentent lentement, mais la part des exportations fermes, augmentant rapidement selon nos prévisions, passe de 29 % de la totalité des exportations en 1986 à environ les deux tiers en 2005. Dans certaines provinces (Québec, Nouveau-Brunswick, Manitoba et Colombie-Britannique), nous prévoyons que des contrats relatifs à des exportations garanties seront signés, ce qui aboutira à la construction anticipée de centrales ou la désignation de projets particuliers aux marchés de l'exportation.

Figure 9

Exportations nettes de l'électricité par type

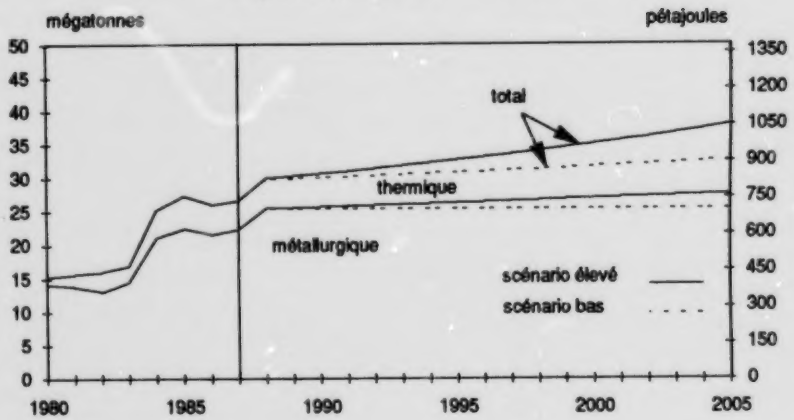


Le marché potentiel en matière d'exportation d'électricité est très grand. Outre nos scénarios bas et élevé, nous avons donc dressé un scénario de rechange qui comporte un marché plus large pour les exportations garanties que le scénario élevé. Dans le scénario de rechange, le total des exportations dépasse d'environ 50 % celui du scénario élevé.

Seules les importations de charbon, de pétrole et de produits pétroliers sont assez considérables pour qu'il existe un écart sensible entre les exportations brutes et les exportations nettes. Le Canada exporte du charbon et du pétrole brut, à partir surtout de l'Ouest canadien, au moment même où ils les importent, surtout dans l'Est du Canada. Ces modes commerciaux résultent largement de la différence dans les coûts de transport entre les différentes sources et les différentes destinations.

Les importations de **charbon** augmentent dans les deux scénarios, surtout pour la production d'électricité en Ontario. Les exportations brutes de charbon augmentent également. Les exportations nettes s'élèvent dans les deux scénarios jusqu'en 1995, puis baissent, durant la décennie suivante, jusqu'à environ 10 % au-dessous du niveau de 1986 dans le scénario bas d'ici à 2005, et jusqu'à environ 15 % au-dessus du niveau de 1986 dans le scénario élevé.

Figure 10
Exportations de charbon



Les importations de **pétrole** brut léger vers l'Est du Canada augmentent dans le scénario bas, mais diminuent dans le scénario élevé, en raison des différences dans nos prévisions de l'offre plutôt que de la demande. Les importations de pétrole brut lourd devraient demeurer stables dans les deux scénarios. Les importations de produits pétroliers devraient plus que doubler dans les deux scénarios puisque nous ne prévoyons pas la construction de nouvelles raffineries.

Les exportations brutes de pétrole brut léger provenant de l'Ouest canadien continuent de diminuer pendant toute la période des prévisions dans les deux scénarios, plus rapidement dans le scénario bas. Les exportations de pétrole brut lourd diminuent dans le scénario bas, mais augmentent beaucoup dans le scénario élevé. Les exportations brutes de produits pétroliers sont semblables dans les deux cas.

Ainsi, dans le scénario bas, le Canada devient un importateur net de quantités croissantes de pétrole brut léger; dans le scénario élevé, les importations nettes de pétrole brut léger augmentent plus lentement. Les exportations nettes de pétrole brut lourd continuent durant toute la période des prévisions dans les deux scénarios, diminuant dans le scénario bas, mais augmentant dans le scénario élevé. Les importations nettes de produits pétroliers sont semblables dans les deux cas.

Nous prévoyons que la production de **liquides de gaz naturel,** sauf en ce qui concerne les pentanes plus, continuera de dépasser la demande intérieure de façon substantielle. Les exportations nettes de liquides de gaz naturel augmentent dans les deux scénarios et atteignent environ le double du niveau de 1986 d'ici à 2005.

Tableau 5

Exportations et importations de pétrole brut et de produits pétroliers

(milliers de mètres cubes par jour)

scénario bas

	1987	1990	1995	2000	2005
exportations					
léger	44	35	14	7	7
lourd	56	61	37	34	39
total partiel-pétrole brut	100	96	51	41	46
produits pétroliers	27	35	34	34	34
total	**127**	**131**	**85**	**75**	**80**
importations					
léger	58	69	70	80	95
lourd	7	7	7	7	7
total partiel-pétrole brut	65	76	77	87	102
produits pétroliers	23	24	38	42	50
total	**88**	**100**	**115**	**129**	**152**
exportations(importations) nettes de pétrole brut et de produits pétroliers	39	31	(30)	(54)	(72)

scénario élevé

	1987	1990	1995	2000	2005
exportations					
léger	44	42	15	27	22
lourd	56	79	105	98	98
total partiel-pétrole brut	100	121	120	125	120
produits pétroliers	27	34	33	33	33
total	**127**	**155**	**153**	**158**	**153**
importations					
léger	58	69	56	44	44
lourd	7	7	7	7	7
total partiel-pétrole brut	65	76	63	51	51
produits pétroliers	23	20	31	41	50
total	**88**	**96**	**94**	**92**	**101**
exportations(importations) nettes de pétrole brut et de produits pétroliers	39	59	59	66	52

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Offre de gaz naturel

Les réserves établies restantes de gaz naturel à la fin de 1986 comprennent 75,3 exajoules dans les régions traditionnelles et 17,6 exajoules dans les régions pionnières.

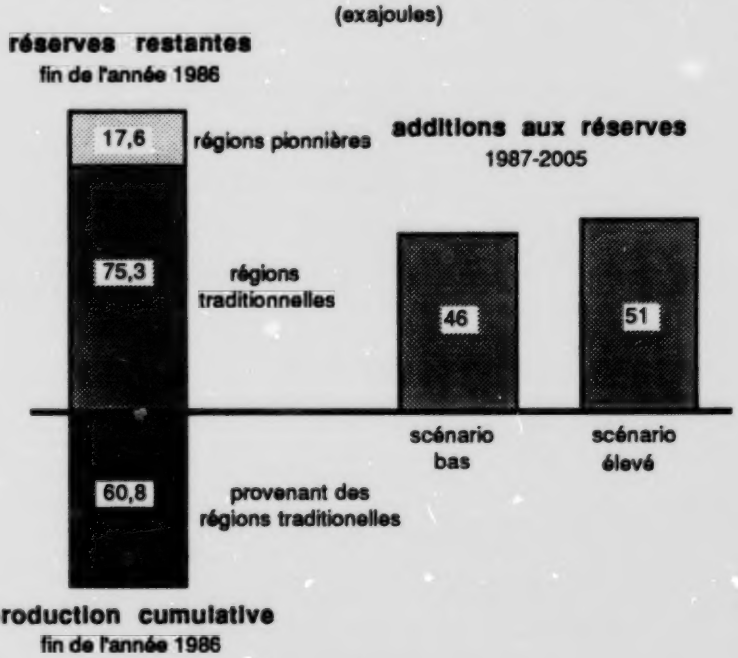
Au total, au cours de la période des prévisions, 46 exajoules de gaz naturel provenant des régions traditionnelles devraient venir s'ajouter dans le scénario bas, et 51 exajoules dans le scénario élevé. Les additions aux réserves sont supérieures à celles apparaissant dans notre rapport de 1986 parce que les prix du gaz naturel grimpent davantage dans les prévisions actuelles, que nous utilisons une estimation plus élevée des ressources techniquement récupérables et que les coûts des additions aux réserves réagissent au régime de prix.

À mesure que le Canada exploite le gaz naturel contenu dans des gisements plus petits et plus profonds de l'Ouest canadien, les coûts devraient augmenter. Nous estimons qu'en fin de compte, l'exploitation d'environ 205 exajoules de gaz de l'Ouest canadien deviendrait rentable si le prix atteint 4,60 $ le gigajoule dans le scénario bas et 6,40 $ le gigajoule dans le scénario élevé (soit environ 20 exajoules de plus que le potentiel économique ultime des régions traditionnelles utilisé dans le rapport de 1986). Des coûts plus modestes du gaz apparaissent dans le scénario bas parce que nous avons supposé des coûts d'exploration et de production moindres dans ce scénario.

Figure 11

Réserves de gaz naturel commercialisable

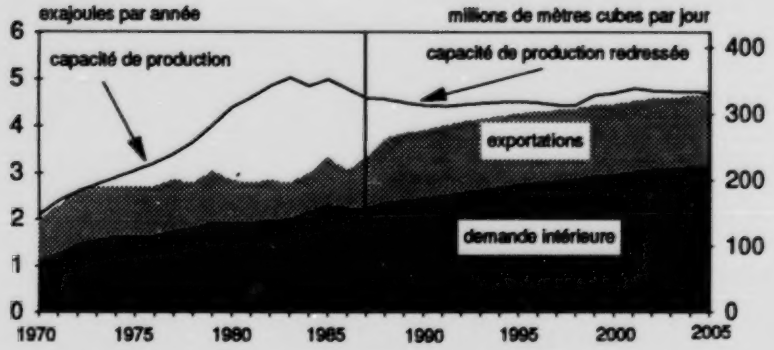
(exajoules)



Dans les deux scénarios, nous prévoyons que la demande et l'offre de gaz naturel s'équilibreront approximativement au début ou au milieu des années 90. Cet équilibre se maintient ensuite pour le reste de la période, mais à des prix beaucoup plus élevés, ce qui traduit des coûts d'approvisionnement croissants. Les principales différences entre les scénarios sont que, dans le scénario élevé, les prix grimpent plus rapidement et atteignent un niveau plus élevé. Dans les deux scénarios, nous prévoyons que la production de gaz du delta du Mackenzie commencera en 1999; dans le scénario élevé, nous avons également compris la production du gisement Venture à partir de 2004.

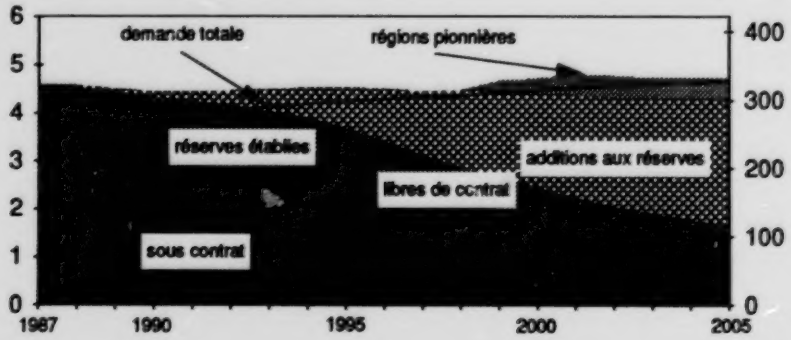
Figure 12

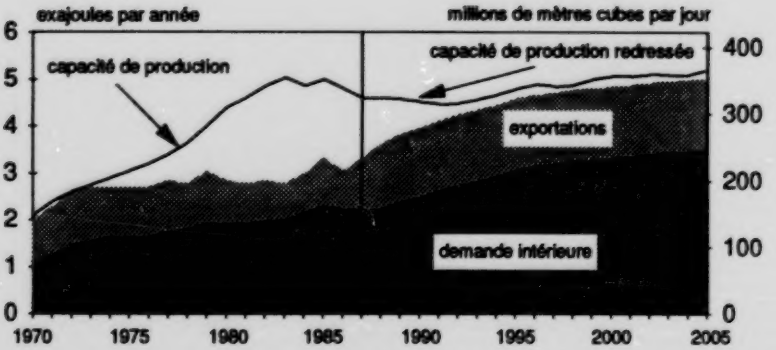
Offre et demande de gaz naturel



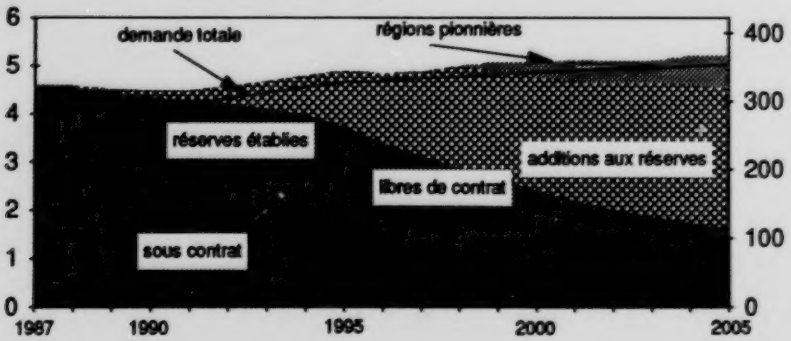
Nota: L'offre représente la capacité de production redressée pour refléter le fait que les quantités produites équivalent au total de la demande primaire.

scénario bas





scénario élevé



Offre de pétrole

Les réserves établies de pétrole brut classique dans les régions traditionnelles ont peu changé depuis la parution de notre rapport de 1986.

Les additions prévues aux réserves de pétrole classique brut (léger et lourd) totalisent 554 millions de mètres cubes dans le scénario bas et 655 millions dans le scénario élevé pour toute la période des prévisions. Ces prévisions sont plus élevées que nos prévisions du rapport de 1986 à cause des estimations actuelles, plus élevées, du potentiel technique et de la mise en valeur, plus rapide, des ressources. Environ les deux tiers des additions aux réserves devraient résulter des nouvelles découvertes et de la valorisation des réserves établies actuelles autres que celles attribuables à la récupération assistée. La valorisation des réserves établies actuelles provenant de la récupération assistée devrait composer l'autre tiers. Tout comme pour le gaz naturel, nous avons supposé des coûts d'offre moins élevés dans le scénario bas.

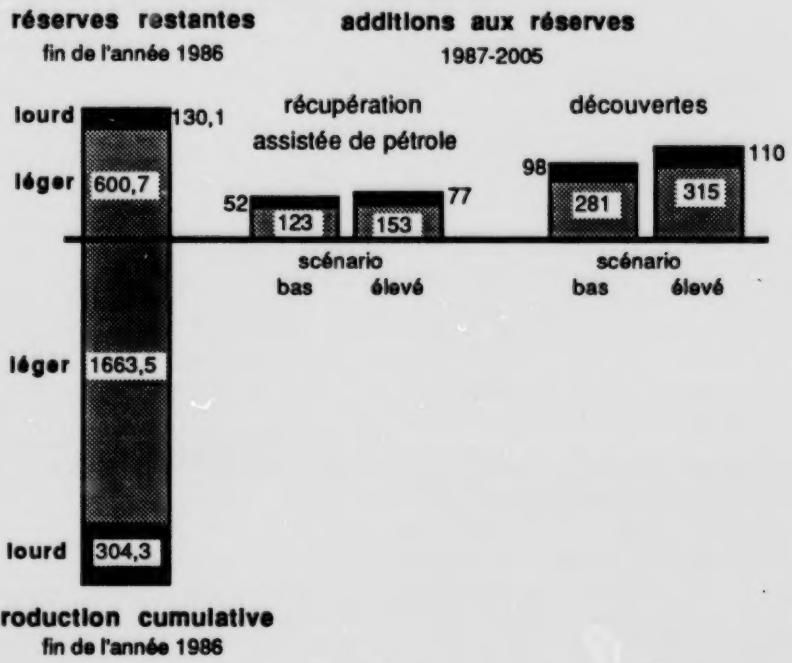
L'offre totale de pétrole brut et équivalents diminue graduellement dans le scénario bas et atteint en 2005 environ les deux tiers du niveau de 1986, surtout à cause d'une diminution substantielle de l'offre de pétrole brut léger, compte tenu du prix mondial bas du pétrole dans ce scénario.

Dans le scénario élevé, en 2005, l'offre totale dépasse d'environ 15 % celle de 1986. L'offre de pétrole brut léger est relativement constante dans ce scénario; la croissance dans l'offre découle presque entièrement des hausses prévues dans la production de pétrole brut lourd à partir du bitume.

Figure 13

Réserves de pétrole brut classique zones productrices traditionnelles

(millions de mètres cubes)



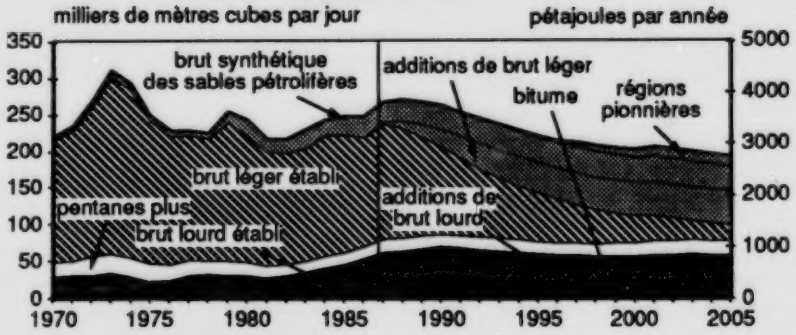
Un accroissement considérable de la production de bitume et de pétrole brut léger synthétique peut se produire dans le scénario élevé; mais les niveaux actuels augmentent très peu dans le scénario bas, et la majeure partie de l'augmentation est attribuable aux projets en cours ou aux projets dont la réalisation est jugée raisonnablement certaine. Dans le scénario bas, nous n'avons pas envisagé la construction d'usines de valorisation additionnelles après l'achèvement de l'usine Bi-Provincial, près de Lloydminster, ni l'aménagement de nouvelles installations minières intégrées. Dans le scénario élevé, nous avons compris l'aménagement de trois installations minières intégrées additionnelles, ainsi que la construction d'une nouvelle usine de valorisation après celle de l'usine Bi-Provincial.

La production de brut léger synthétique à partir de pétrole brut lourd valorisé est fonction du recouvrement éventuel du coût de la valorisation grâce à l'existence d'une différence entre le prix du bitume et le prix du pétrole brut léger. Ce rapport est très incertain et difficile à évaluer; la production de brut synthétique léger dans des installations minières intégrées semble plus probable puisque, au point de vue économique, elle ne dépend pas de différences entre les prix des pétroles lourd et léger.

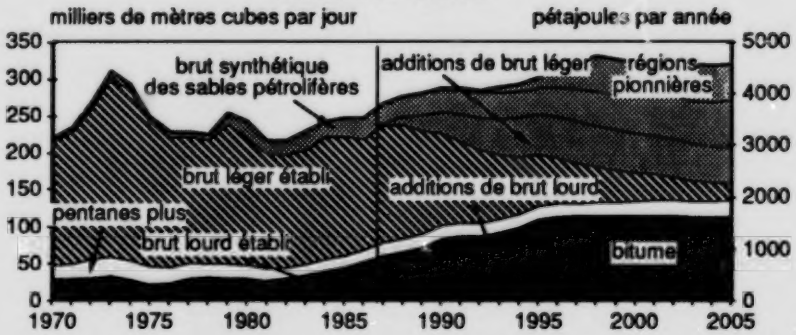
Par conséquent, nous avons compris plus de production de brut léger synthétique dans des installations minières intégrées que de valorisation à partir du pétrole brut lourd. Nous reconnaissons les incertitudes associées à cette démarche; nous savons que nous aurions pu dresser un scénario plausible en nous appuyant davantage sur la production de brut léger synthétique à partir de la valorisation du pétrole brut lourd.

Figure 14
Offre de pétrole brut et équivalents canadiens

scénario bas



scénario élevé



La mise en valeur des ressources pionnières dans le scénario bas se limite à la production, à partir des plate-formes flottantes, dans les régions des Grands Bancs et du plateau continental Scotian; dans le scénario élevé, nous retenons l'hypothèse que l'exploitation du gisement Hibernia, dans la région des Grands Bancs, à partir d'une plateforme fixe, et du gisement Amauligak en mer de Beaufort se concrétisera; nous supposons que Hibernia commencera à produire en 1995 et que le pétrole d'Amauligak sera acheminé par pétrolier à partir de 1990 et par pipeline à partir de 1997. La production pionnière atteindrait au total 13 000 et 48 000 mètres cubes par jour en 2005 dans les scénarios bas et élevé, respectivement.

Notre évaluation de l'offre prévue de pétrole n'est pas liée à un régime financier ou fiscal particulier ou à des mesures d'aide gouvernementale. De même, nos analyses ne prennent pas en compte la situation fiscale particulière des sociétés. Avec un appui gouvernemental, un nombre de projets plus grand que ne l'indique notre scénario bas pourraient se révéler commercialement viables.

Offre d'électricité

La demande intérieure d'électricité, si l'on tient compte des programmes d'économie et de gestion de la demande d'énergie de la Colombie-Britannique, de l'Ontario et du Québec, passe de 423 térawatts-heures en 1986 à 640 et 575 térawatts-heures dans les scénarios élevé et bas respectivement, soit une croissance annuelle moyenne de 2,2 % dans le scénario élevé et de 1,6 % dans le scénario bas.

Outre les scénarios bas et élevé, nous avons également dressé un scénario de rechange de l'offre d'électricité en nous fondant sur une intensification du commerce interprovincial, attribuable surtout à une hausse des ventes d'hydroélectricité du Québec aux provinces voisines. Ce scénario comporte également plus d'exportations vers les États-Unis.

Au cours de la période des prévisions, la capacité de production s'accroît de 28 % dans le scénario bas, de 42 % dans le scénario élevé, et de 47 % dans le scénario de rechange. Le besoin de nouvelles installations pour satisfaire à la demande sur le marché intérieur et à la demande garantie sur le marché de l'exportation, appelle un programme de construction considérable. La distribution des additions à la capacité, par province, est très différente dans le scénario de rechange.

Tableau 6

Capacité de production par région

mégawatts

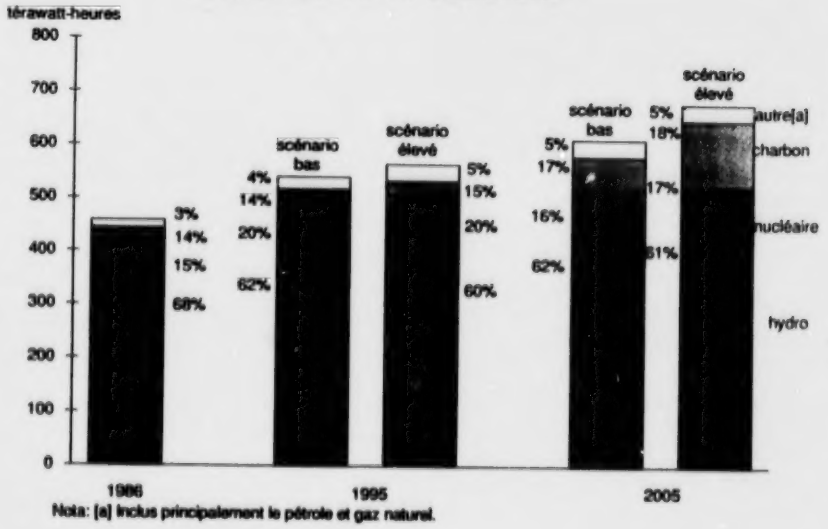
		Augmentation 1986-2005		
	1986	scénario bas	scénario élevé	scénario de rechange
Atlantique	12800	1800	4900	6700
Québec	31800	10400	15000	18400
Ontario	25700	8000	10800	8600
Prairies	15100	4400	6900	7600
C.-B. et Terr.	12900	2800	3900	4800
Canada	98300	27400	41500	46100

La production hydraulique demeure la source dominante d'électricité, même si elle diminue lentement en importance par rapport à la production fondée sur le nucléaire et le charbon. La part de la production privée, relativement mineure, devrait atteindre environ 10 % au total en 2005.

Nous supposons, dans le scénario élevé, que trois centrales nucléaires seront construites en Ontario après l'achèvement de la centrale Darlington; dans le scénario bas, on n'en construit aucune, en raison de la croissance plus lente de la demande; il en est de même dans le scénario de rechange, durant la période des prévisions, puisque l'Ontario achète davantage d'électricité du Québec.

L'intensification du commerce interprovincial et des exportations dans le scénario de rechange exige un développement de la capacité au Québec plus poussé dans ce scénario que dans les scénarios bas et élevé.

Figure 15
Production de l'électricité



Nota: [a] Inclus principalement le pétrole et gaz naturel.

Offre de charbon

Les réserves récupérables restantes de charbon totalisent 6578 mégatonnes, dont le charbon thermique représente 71 %, le reste étant du charbon métallurgique. Ces réserves représentent plus de cent fois la production canadienne de 1987, qui atteignait 61 mégatonnes.

Dans le scénario bas, la croissance économique mondiale et les prix des énergies concurrentielles sont faibles. Par conséquent, la demande intérieure et la croissance des exportations sont modestes. Dans ce scénario, la production passe de 61 mégatonnes en 1987 à 77 mégatonnes en 2005.

Le scénario élevé montre un environnement plus dynamique pour le charbon canadien. La demande intérieure et d'exportation augmente considérablement, ce qui se traduit par une croissance plus rapide de la production canadienne que dans le scénario bas. La production atteint 102 mégatonnes d'ici à 2005.

Tableau 7

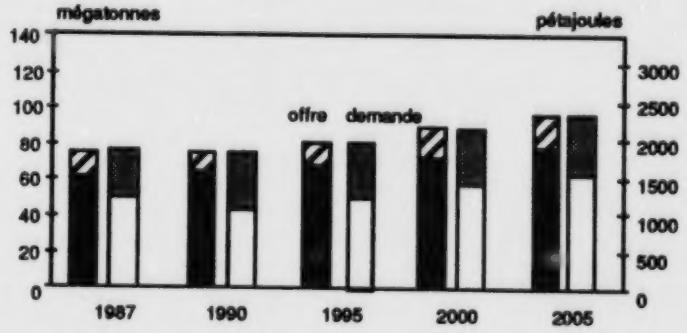
Réserves récupérables restantes de charbon au Canada par classe au 31 décembre 1985

classe	mégatonnes	pétajoules
lignite	2236	30600
subbitumineux	871	15600
bitumineux		
thermique	1553	36114
métallurgique	1918	47186
total	6578	129700
thermique[a]	4660	82514
métallurgique	1918	47186

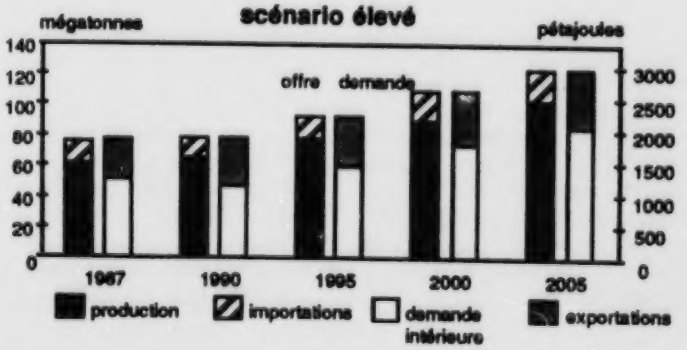
Nota: [a] Les réserves de charbon thermique englobent toutes les réserves de lignite, de charbon subbitumineux et de charbon bitumineux thermique.

Figure 16

Offre et demande de charbon au Canada scénario bas



scénario élevé



Observations finales

Nonobstant les incertitudes inhérentes à l'exercice que nous avons entrepris, nos résultats suggèrent des conclusions plausibles au sujet de l'avenir énergétique du Canada.

- La croissance prévue de la demande d'énergie pour utilisation finale au Canada est très inférieur au taux de croissance économique qui lui est associée. Cela est attribuable principalement au fait que nous envisageons que la croissance de la demande sera modeste, à cause de l'évolution de la technologie, du remplacement continu des biens d'équipement et des attitudes actuelles des consommateurs à l'égard de la consommation d'énergie, même si les prix de l'énergie devaient peu grimper.

  Les parts, actuelles et futures, des différents combustibles dans la demande énergétique sont assez semblables, quelque soit le scénario envisagé. Les parts du gaz naturel et de l'électricité augmentent légèrement aux dépens de celles des produits pétroliers et des autres formes d'énergie.

- Les exportations d'énergie sont une composante importante de la production totale d'énergie au Canada et des exportations canadiennes. Nous prévoyons que cette situation continuera de prévaloir au cours de la période des prévisions.

- Nos prévisions de l'offre de pétrole classique et de gaz naturel de l'Ouest canadien sont plus élevées qu'elles ne l'étaient en 1986 parce que les estimations des ressources sont plus élevées et que leur exploitation est plus rapide. Ces estimations plus élevées impliquent des additions aux réserves plus élevées par unité de forage et des coûts de production unitaire plus bas.

- Le maintien d'un régime de prix pétroliers bas affecterait beaucoup l'industrie du gaz naturel. Si des mesures ne sont pas prises, par exemple un abaissement des coûts d'exploration et de production, ou un maintien de la différentiation des prix du gaz entre les différentes catégories de clients, ou les deux, la taille du marché du gaz canadien pourrait diminuer considérablement.

- Nous avons compris dans l'offre de gaz le gaz du delta du Mackenzie dans les deux scénarios, et le gaz du projet Venture dans le scénario élevé seulement. Notre rapport de 1986 comportait seulement une illustration des ressources pionnières.

- Dans le scénario élevé, nous sommes plus optimistes au sujet de la production de pétrole pionnier dans le présent rapport que dans celui de 1986. Nous prévoyons des niveaux de production plus élevés dans la région Mackenzie-Beaufort, et un certain niveau de production à partir des gisements pétrolifères, autre que Hibernia, au large de la côte est, qui n'étaient pas compris dans nos prévisions de 1986.

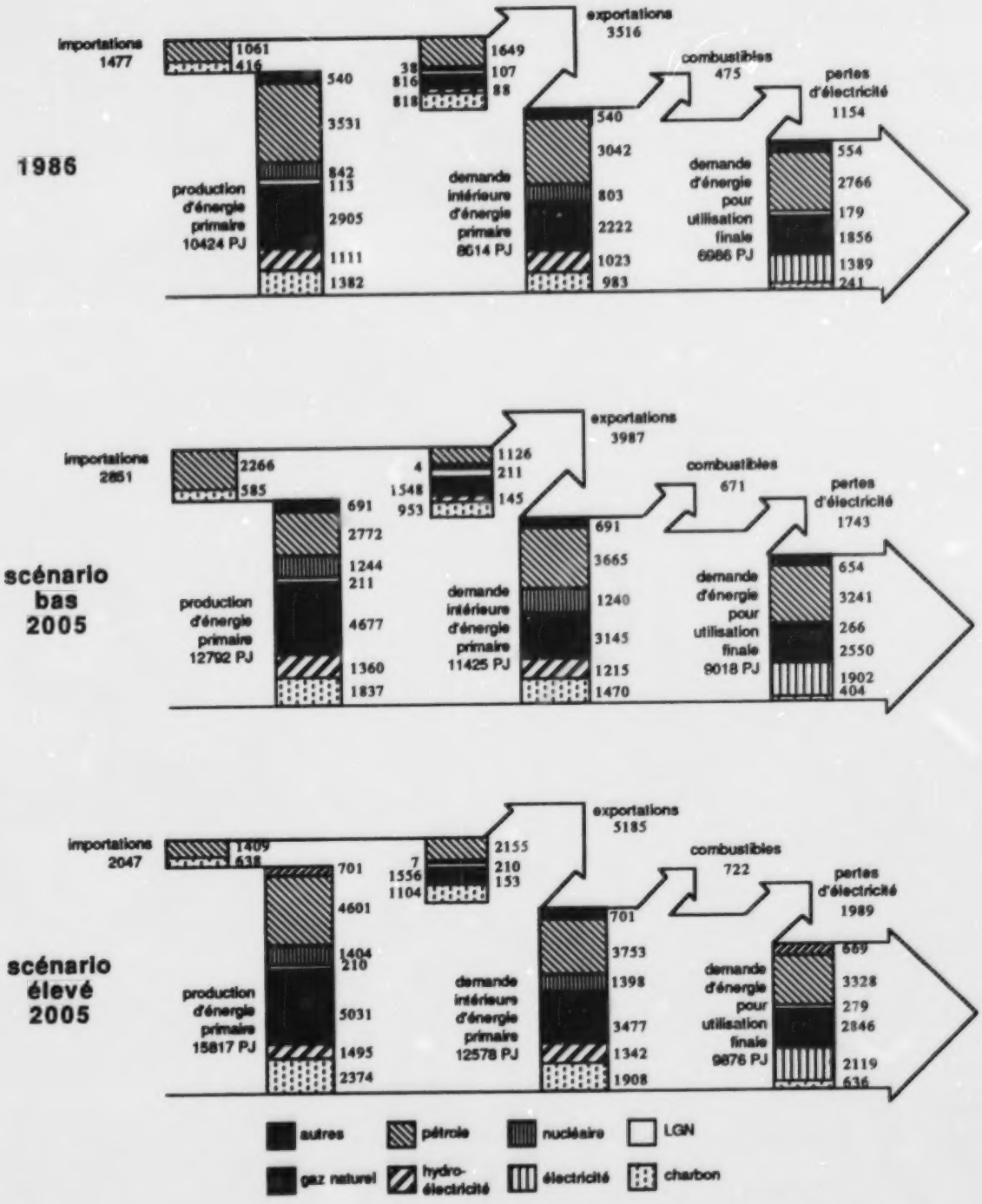
- La planification de l'offre d'électricité a beaucoup changé dans les dernières années en réponse à l'opposition que manifeste le public à l'égard des principales technologies de production d'électricité, pour des raisons d'incidences sur l'environnement ou de sécurité lorqu'il s'agit de centrales nucléaires. Les services publics se tournent toujours davantage vers de nouvelles sources d'approvisionnement; ils envisagent de recourir à l'entreprise privée pour compléter leur capacité de production et d'inciter les utilisateurs à réduire leur demande. Néanmoins, nos résultats suggèrent que de fortes additions devront être apportées à la capacité traditionnelle pour satisfaire aux besoins futurs. Cette conclusion ne saurait être modifiée sans que des démarches très différentes soient adoptées dans la tarification de l'électricité et la politique d'approvisionnement.

Nous avons mené notre analyse des besoins en énergie du Canada, des exportations et de l'offre d'énergie au Canada en supposant que le cadre actuel de pratiques des institutions et de politiques publiques se maintiendra durant la période des prévisions. Toutefois, au Canada et ailleurs, on se demande de plus en plus si les modes actuels d'utilisation de l'énergie peuvent ne pas être compatibles avec un niveau tolérable de qualité de l'environnement; on se préoccupe, par exemple, des incidences de "l'effet de serre". L'on s'interroge de plus en plus sur les politiques et pratiques existantes et des pressions sont exercées pour que soient modifiées les pratiques des institutions et les politiques publiques afin de susciter des économies d'énergie et un recours plus grand aux sources d'énergie renouvelables et moins nocives pour l'environnement.

Notre étude ne visait pas à définir un nouvel ensemble de politiques, et moins encore d'en évaluer les conséquences. Toutefois, l'avenir énergétique du Canada, tel qu'il apparaît dans le présent rapport n'est certainement pas immuable. Nous illustrons, en nous fondant sur des scénarios de croissance économique mondiale et d'évolution des prix du pétrole, ce que pourrait être, selon nous, cet avenir. Notre analyse repose sur la prémisse fondamentale - et de plus en plus remise en question - selon laquelle nous mènerons notre barque énergétique dans l'avenir tout comme nous l'avons fait par le passé.

Figure 17

Diagrammes de l'énergie



Nota: Le facteur de conversion de l'hydroélectricité en PJ est de 3,6 PJ/TW.h. et celui de l'électricité nucléaire de 12,1 PJ/TW.h.

Abréviations des noms, termes et unités de mesure

"ONE" ou "L'Office"	Office national de l'énergie
Loi	Loi sur l'Office national de l'énergie
Rapport d'octobre 1986	*L'énergie au Canada : Offre et demande 1985-2005* (rapport détaillé et résumé), ONE, octobre 1986
Scénario élevé	Voir l'introduction. Fondé sur l'hypothèse d'une croissance économique élevée et de prix mondiaux du pétrole élevés.
Scénario bas	Voir l'introduction. Fondé sur l'hypothèse d'une croissance économique moins forte et de prix mondiaux du pétrole moins élevés.
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
LGN	liquides de gaz naturel (éthane, propane, butanes et pentanes plus)
$ CAN	dollars canadiens
$ US	dollars américains
J	joule
PJ	pétajoule
EJ	exajoule
kW	kilowatt
MW	mégawatt
GW	gigawatt
kW.h	kilowatt-heure
MW.h	mégawatt-heure
GW.h	gigawatt-heure

Préfixes

préfixe	*multiple*	*symbole*
kilo-	10^3	k
méga-	10^6	M
giga-	10^9	G
téra-	10^{12}	T
péta-	10^{15}	P
exa-	10^{18}	E

1 pétajoule = 10^{15} joules

Facteurs de conversion approximatifs

1 mètre cube	contient	6,3 barils ou 35,3 pieds cubes
1 pétajoule	"	950 milliards de thermies britanniques (Btu)
1 mètre cube de gaz naturel	"	38 mégajoules d'énergie
1 pétajoule de gaz naturel	"	0,95 milliard de pieds cubes
1 mètre cube de pétrole brut	"	38 gigajoules d'énergie
1 kilowatt-heure d'électricité	"	3,6 mégajoules d'énergie
1 tonne de charbon	"	24 gigajoules d'énergie

Office national de l'énergie

L'ÉNERGIE AU CANADA

Offre et demande 1987 – 2005

Septembre 1988

L'ÉNERGIE AU CANADA
OFFRE ET DEMANDE 1987-2005

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
SEPTEMBRE, 1988

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1988

N°. du Cat. NE 23-15/1988F
ISBN 0-662-95097-6

Ce rapport est publié séparément
dans les deux langues officielles.

This report is published separately
in both official languages.

Exemplaires disponibles auprès du:

Copies are available on request from:

Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 998-7204

Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

Imprimé au Canada

Printed in Canada

Table des Matières

Avant-propos ..... (i)
Liste des tableaux apparaissant dans le texte ..... (ii)
Liste des figures ..... (iv)

1. Introduction 1

2. Perspectives concernant le niveau d'activité économique et les prix mondiaux du pétrole 9
   - 2.1 Taux de croissance de l'économie mondiale et prix du pétrole 10
   - 2.2 Niveau d'activité macroéconomique au Canada 18

3. Prix du gaz naturel et de l'électricité 27
   - 3.1 Prix du gaz naturel 27
   - 3.2 Prix de l'électricité 38

4. Demande d'énergie 41
   - 4.1 Utilisation finale par secteur 43
     - 4.1.1 Prix de l'énergie au titre de l'utilisation finale 43
     - 4.1.2 Secteur résidentiel 45
     - 4.1.3 Secteur commercial 49
     - 4.1.4 Secteur industriel 52
     - 4.1.5 Utilisation d'hydrocarbures à des fins non énergétiques 59
     - 4.1.6 Secteur des transports 62
   - 4.2 Demande d'énergie au titre de l'utilisation finale par combustible et par région 73
     - 4.2.1 Énergies de remplacement 74
     - 4.2.2 Région de l'Atlantique 75
     - 4.2.3 Québec 76
     - 4.2.4 Ontario 77
     - 4.2.5 Provinces des Prairies 78
     - 4.2.6 Colombie-Britannique, Yukon et Territoires du Nord-Ouest 79
     - 4.2.7 Canada 80
   - 4.3 Demande d'énergie primaire 82
     - 4.3.1 Demande primaire de pétrole 82
     - 4.3.2 Demande primaire de gaz naturel 84
     - 4.3.3 Demande primaire de liquides de gaz naturel 85
     - 4.3.4 Demande primaire de charbon 85
   - 4.4 Observations finales 86

5. Électricité 89
   - 5.1 La demande d'électricité au Canada 90
   - 5.2 Les exportations 92
     - 5.2.1 La réglementation américaine et les exportations canadiennes 96
     - 5.2.2 Prévisions en matière d'exportation d'électricité 97
   - 5.3 Capacité de production et production d'électricité par région 101
   - 5.4 Commerce extraprovincial 114
   - 5.5 Conséquences pour la capacité additionnelle de production nationale et les besoins en ressources énergétiques 117
   - 5.6 Scénario de rechange pour l'approvisionnement en électricité 121
   - 5.7 Observations finales 123

6. Gaz naturel 125
6.1 Ressources 125
6.1.1 Ressources techniquement récupérables 125
6.1.2 Ressources économiquement récupérables 127
6.2 Réserves établies restantes 127
6.3 Additions aux réserves - Régions traditionnelles 129
6.4 Capacité de production 134
6.5 Exportations 138
6.5.1 Historique et structure du commerce du gaz naturel à l'exportation 139
6.5.2 Situation en matière de réglementation aux États-Unis 141
6.5.3 Perspectives d'exportation 143
6.5.4 Observations finales sur les exportations 152
6.6 Observations finales 153

7. Pétrole brut et équivalents 157
7.1 Ressources 157
7.2 Réserves établies restantes de pétrole brut classique 160
7.3 Additions aux réserves - Régions traditionnelles 161
7.3.1 Additions dues à la récupération assistée du pétrole dans les gisements actuellement établis 162
7.3.2 Additions liées aux activités de forage 163
7.3.3 Total des additions aux réserves - Pétrole classique 166
7.4 Pétrole brut synthétique et bitume 168
7.5 Pentanes plus 170
7.6 Régions pionnières 172
7.7 Offre globale 174
7.8 Bilans de produits pétroliers et besoins en charges d'alimentation des raffineries 176
7.9 Profils de l'offre et de la demande 178
7.9.1 Pétrole brut léger 179
7.9.2 Pétrole brut lourd 180
7.9.3 Exportations et importations de pétrole brut et de produits pétroliers 182
7.10 Observations finales 183

8. Liquides de gaz naturel 187
8.1 Offre de liquides du gaz naturel 187
8.2 Demande intérieure 190
8.3 Exportations 192
8.4 Observations finales 193

9. Charbon 195
9.1 Ressources et réserves 195
9.2 Prix du charbon et coûts du transport 196
9.3 Demande intérieure 198
9.4 Exportations 199
9.5 Production et importations 202
9.6 Observations finales 205

10. Sources et utilisations de l'énergie 207
10.1 Offre, demande et commerce international d'énergie au Canada 207
10.2 Perspectives internationales 212

11. Conclusions 217

List des tableaux en annexe 223

Avant-propos

L'Office national de l'énergie (ONE) a été créé par une Loi du Parlement en 1959. Aux termes de la Loi sur l'Office national de l'énergie, les pouvoirs de réglementation de l'ONE comprennent la délivrance de licences d'exportation de pétrole, de gaz et d'électricité, la délivrance de certificats de commodité et nécessité publiques visant les pipelines internationaux et interprovinciaux et les lignes internationales de transport d'électricité, et l'établissement de droits justes et raisonnables applicables aux pipelines relevant de la compétence fédérale. La Loi exige aussi que l'Office passe en revue les perspectives de l'offre canadienne en ce qui concerne tous les produits énergétiques importants, notamment le pétrole et le gaz naturel ainsi que leurs sous-produits et l'électricité, de même que les perspectives de la demande en matière d'énergie canadienne, au Canada et à l'étranger.

Depuis sa création, l'Office a établi et mis à jour des prévisions concernant les approvisionnements et les besoins en matière d'énergie, et a, de temps à autre, publié des rapports sur ces prévisions après avoir obtenu les points de vue des parties intéressées. Le plus récent de ces rapports a été publié à l'automne de 1986. Il a été préparé par le personnel de l'Office sans que les membres aient eu à tenir une audience officielle. Au cours de la préparation du rapport d'octobre 1986, le personnel de l'Office a utilisé un processus de consultations informel dont l'objectif était de tirer avantage des conseils des parties intéressées tout en réduisant les coûts devant être supportés par ces parties et l'Office. Bien que toute personne qui désirait fournir de l'information pouvait le faire à son gré, l'Office n'avait pas demandé officiellement aux parties de présenter des mémoires. Le personnel de l'Office a énoncé des hypothèses et préparé des résultats préliminaires, consulté les gouvernements des provinces, l'industrie et d'autres parties intéressées et, à la lumière de ces consultations, a élaboré les projections utilisées dans le rapport.

Depuis octobre 1986, les perspectives à court terme du marché énergétique ont évolué au rythme des perceptions changeantes quant à l'avenir des prix de l'énergie, de l'activité économique et de la disponibilité des approvisionnements énergétiques. Les politiques gouvernementales des provinces et du Canada, de même qu'aux États-Unis, le principal marché de nos exportations d'énergie, ont également changé. Les deux pays ont changé la réglementation des marchés énergétiques de façon à accorder au marché un rôle prédominant dans la détermination de l'offre, de la demande et des prix.

En décembre 1987, l'Office a annoncé que son personnel ferait une mise à jour du rapport d'octobre 1986. L'Office a souligné que cette mise à jour serait indépendante de ses activités de réglementation.

Pour l'établissement de ce rapport, le personnel a fait deux rondes de consultation. La première a porté sur les méthodes et les hypothèses au sujet des prix mondiaux du pétrole et de la croissance économique; la seconde, sur les projections préliminaires. Ces consultations ont été faites auprès tous les gouvernements provinciaux et de diverses parties, dont des services publics, des associations, des sociétés, des institutions de recherche et divers ministères ou organismes fédéraux.

Nous tenons à remercier tous ceux qui ont généreusement offert leur temps et le fruit de leur expérience pour réaliser cette entreprise; leur apport a été très précieux.

Ce rapport donne des renseignements détaillés sur les hypothèses, les méthodes et les résultats des analyses de l'offre et de la demande en matière d'énergie au Canada. Les interprétations et les conclusions présentées n'engagent, naturellement, que le personnel de l'Office. On peut obtenir des exemplaires du présent rapport ou du résumé en s'adressant au bureau de l'Office à Ottawa, au (613) 998-7204, ou à Calgary, au (403) 292-6700. Prière d'adresser toute question aux personnes dont le nom figure sur la liste de l'annexe 11.

Liste des tableaux apparaissant dans le texte

2-1	Prévision de l'offre et de la demande mondiales de pétrole scénario de prix bas	12
2-2	Prévision de l'offre et de la demande mondiales de pétrole scénario de prix élevé	12
2-3	Prix du pétrole - cours officiel et marché du disponible	13
2-4	Répartition de la production mondiale de pétrole	13
2-5	Revenus de l'OPEP	14
2-6	Prévisions du prix mondial du pétrole	16
2-7	Répartition du produit intérieur brut (dollars de 1971)	22
2-8	Production par secteur (dollars de 1971)	22
2-9	Production par région (dollars de 1971)	25
3-1	Prix du gaz naturel au gisement après traitement, en Alberta	33
3-2	Croissance des prix de l'électricité	38
4-1	Prix moyen à la pointe du brûleur	44
4-2	Demande d'énergie du secteur résidentiel	46
4-3	Demande d'énergie du secteur commercial	50
4-4	Intensité, niveaux et distribution de l'utilisation industrielle de l'énergie par industrie choisie, 1986	53
4-5	Intensité de l'utilisation énergétique dans le secteur industriel, par région en 1986	53
4-6	Demande énergétique industrielle	58
4-7	Utilisations non énergétiques	59
4-8	Variables déterminantes de l'utilisation d'essence pour moteur	63
4-9	Variables déterminantes de l'utilisation du diesel dans le secteur du transport routier	63
4-10	Demande d'énergie du secteur des transports	69
4-11	Demande d'énergie du secteur des transports et intensités énergétiques	69
Encadré	Différences dans la demande d'énergie par secteur au titre de l'utilisation finale en 2005	72
4-12	Répartition de l'utilisation finale des combustibles par région en 1986	73
4-13	Utilisation finale d'énergie par région	73
4-14	Utilisation finale et parts de marché par combustible	81
Encadré	Différences dans la demande de combustibles au titre de l'utilisation finale en 2005	82
4-15	Distribution de la demande primaire de pétrole par produit	83
4-16	Demande primaire de pétrole par utilisation	83
4-17	Demande primaire de gaz naturel	84
4-18	Demande primaire de liquides du gaz naturel	85
4-19	Demande primaire de charbon	86
5-1	Demande intérieure d'électricité par province	91
5-2	Capacité de production et production d'électricité par province et territoire - 1986	102
5-3	Offre et demande d'électricité à Terre-Neuve et au Labrador	103
5-4	Offre et demande d'électricité à l' Île-du-Prince-Edouard	103
5-5	Offre et demande d'électricité en Nouvelle-Écosse	104
5-6	Offre et demande d'électricité au Nouveau-Brunswick	105
5-7	Offre et demande d'électricité au Québec	106
5-8	Offre et demande d'électricité en Ontario	108
5-9	Offre et demande d'électricité au Manitoba	109
5-10	Offre et demande d'électricité en Saskatchewan	110
5-11	Offre et demande d'électricité en Alberta	111
5-12	Offre et demande d'électricité en Colombie-Britannique	112
5-13	Offre et demande d'électricité au Yukon	113
5-14	Offre et demande d'électricité dans les Territoires du Nord-Ouest	114

5-15	Exportations nettes d'électricité par province	115
5-16	Offre et demande d'électricité au Canada	118
5-17	Dates de mise en service des grands projets	120
6-1	Ressources ultimes techniquement récupérables - bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada	126
6-2	Ressources techniquement récupérables de gaz naturel - régions pionnières	127
6-3	Ressources ultimes techniquement récupérables - régions pionnières	127
6-4	Réserves établies restantes de gaz naturel commercialisable dans les régions traditionnelles	128
6-5	Réserves établies restantes de gaz naturel commercialisable	129
6-6	Coûts unitaires du gaz naturel	130
6-7	Répartition des réserves établies restantes de gaz naturel commercialisable dans les régions traditionnelles	135
6-8	Exportations de gaz naturel canadien aux États-Unis	147
Encadré	Gamme des opinions sur les exportations de gaz naturel	148
6-9	Composition des exportations de gaz naturel canadien par régions de demande des États-Unis	149
7-1	Estimations des ressources fin de l'année 1987	158
7-2	Régions pionnières fin de l'année 1987	159
7-3	Réserves établies restantes de pétrole brut classique	160
7-4	Récupération assistée de pétrole	163
7-5	Coûts unitaires pour le pétrole brut	164
7-6	Comparaison des potentiels de ressources de pétrole brut classique régions traditionnelles	165
7-7	Coûts de l'offre de pétrole brut synthétique et de bitume	169
7-8	Coûts de l'offre de pétrole brut - régions pionnières	173
7-9	Capacité de production de pétrole brut	174
7-10	Capacité de raffinage	176
7-11	Besoins en charges d'alimentation des raffineries	178
7-12	Offre et disposition de pétrole brut léger et équivalents	179
7-13	Offre et disposition de pétrole brut lourd	180
7-14	Exportations et importations de pétrole brut et de produits pétroliers	183
8-1	Offre de liquides de gaz naturel	189
9-1	Réserves récupérables restantes de charbon par province et par classe au 31 décembre 1985	196
9-2	Demande intérieure de charbon	198
9-3	Exportations et importations de charbon en 1987	200
9-4	Exportations de charbon par destination, 1987	200
9-5	Production de charbon par province et par classe en 1987	203
10-1	Exportations (importations) nettes d'énergie	210
10-2	Comparaison de l'utilisation d'énergie et sa production dans les pays de l'OCDE en 1986	213

Liste des figures

1-1 Marché du gaz naturel 5

2-1 Comparaison des scénarios de prix mondiaux du pétrole 16
2-2 Prix mondiaux du pétrole 17

3-1 Coûts directs nets marginaux du gaz naturel 32
3-2 Prix du gaz naturel au gisement après traitement 33
3-3 Comparaison des prix de l'énergie - Ontario - scénario élevé 34
3-4 Prix du gaz naturel et du pétrole - Ontario
- prix bas du pétrole; aucune différentiation du gaz 35
3-5 Détermination des prix du gaz naturel Ontario - scénario bas 36

4-1 Demande énergétique pour utilisation finale par unité de PIB réel 41
4-2 Répartition de la demande de carburant par secteur de transport 70
4-3 Demande énergétique globale pour utilisation finale 71
4-4 Parts des combustibles pour utilisation finale par région en 1986 72
4-5 Demande énergétique pour utilisation finale par combustible- Atlantique 76
4-6 Demande énergétique pour utilisation finale par combustible- Québec 77
4-7 Demande énergétique pour utilisation finale par combustible - Ontario 78
4-8 Demande énergétique pour utilisation finale par combustible - Prairies 79
4-9 Demande énergétique pour utilisation finale par combustible
- Colombie-Britannique, Yukon et Territoires du N-O 80
4-10 Demande énergétique pour utilisation finale par combustible - Canada 81

5-1 Exportations et importations annuelles d'électricité 92
5-2 Régions exportatrices du Canada et marchés à l'exportation aux
États-Unis. Capacité prévue d'interconnexion 1990 94
5-3 Exportations nettes d'électricité par type (interruptible et garantie) 115
5-4 Exportations nettes d'électricité par type de combustible 116
5-5 Commerce interprovincial net d'électricité 117
5-6 Capacité de production par type de combustible 119
5-7 Production d'électricité 119

6-1 Réserves établies de gaz naturel commercialisable - régions traditionnelles 128
6-2 Additions aux réserves de gaz naturel commercialisable - régions traditionnelles 129
6-3 Projection du taux des additions aux réserves de gaz naturel - régions traditionnelles 131
6-4 Coûts et prix du gaz naturel au gisement après traitement 132
6-5 Forages exploratoires axés sur le gaz - régions traditionnelles 133
6-6 Répartition des forages exploratoires - régions traditionnelles 133
6-7 Capacité de production de gaz naturel par source d'approvisionnement 138
6-8 Exportations de gaz naturel 140
6-9 Modèle nord-américain du gaz naturel - régions d'offre et de demande et réseaux pipeliniers 145
6-10 Offre et demande de gaz naturel 153
6-11 Coûts directs marginaux nets du gaz naturel pour différentes hypothèses de potentiel technique ultime - scénario élevé 155

7-1 Réserves établies de pétrole brut classique - régions traditionnelles 160
7-2 Principales canalisations de collecte de pétrole brut 161
7-3 Projection du taux des additions aux réserves primaires de pétrole brut - régions traditionnelles 164
7-4 Coûts directs marginaux et prix à la tête de puits du pétrole brut 165
7-5 Forages exploratoires axés sur le pétrole - régions traditionnelles 166
7-6 Réserves de pétrole brut classique - régions traditionnelles 167
7-7 Additions aux réserves de pétrole brut - régions traditionnelles 167
7-8 Offre et demande de diluants 171
7-9 Offre de pétrole brut et équivalents canadiens 175
7-10 Exportations de pétrole brut lourd par marchés 1er semestre de 1988 181
7-11 Principaux oléoducs 184

8-1 Rendements en LGN - scénario bas 188
8-2 Offre et demande d'éthane - scénario bas 191
8-3 Offre et demande d'éthane - comparaison des scénarios bas et élevé 191
8-4 Offre et demande de propane - scénario bas 192
8-5 Offre et demande de propane - comparaison des scénarios bas et élevé 192
8-6 Offre et demande de butanes - scénario bas 193
8-7 Offre et demande de butanes - comparaison des scénarios bas et élevé 193

9-1 Principales mines de charbon du Canada 197
9-2 Exportations de charbon 202
9-3 Offre et demande de charbon au Canada 204

10-1 Diagrammes de l'énergie 208
10-2 Production d'énergie primaire - scénario bas 209
10-3 Production d'énergie primaire par combustible - Canada 209
10-4 Demande intérieure d'énergie primaire - scénario bas 211
10-5 Demande intérieure d'énergie primaire par combustible - Canada 211

Chapitre 1

Introduction

Au moment où l'Office publiait *L'énergie au Canada, Offre et Demande 1985-2005* en octobre 1986, les marchés mondiaux de l'énergie se caractérisaient par un excédent d'offre de pétrole et de gaz naturel et les prix du pétrole avaient chuté au cours du premier trimestre de 1986. Après une remontée, les prix du pétrole se sont maintenus dans une fourchette de 15 à 18 $ US, reflétant l'excédent persistant de l'offre de pétrole sur le marché mondial.

Les prix sont déterminés davantage par les actions des acheteurs et vendeurs individuels sur les marchés mondiaux que par l'action concertée des pays producteurs. Il semble maintenant peu probable, compte tenu de l'important excédent d'offre de pétrole, que l'OPEP soit en mesure de limiter la production à un niveau qui permettrait de soutenir des prix plus élevés. Il apparaît de plus en plus clairement que les prix du pétrole augmenteront principalement sous la pression de la croissance de la demande mondiale et de l'impact de la demande sur le coût de l'offre de pétrole des pays non membres de l'OPEP. Cela nous oblige à nous interroger sur le traitement approprié que doit réserver une étude de ce genre au rapport entre les prix du pétrole et la croissance économique.

L'évolution des marchés du gaz naturel d'Amérique du Nord dans un contexte moins réglementé et davantage axé sur les conditions du marché se poursuit. En 1986, le gouvernement américain et ses organismes de réglementation prenaient des mesures pour permettre aux prix du gaz naturel d'être régis par l'offre et la demande et la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) tentait de modifier sa réglementation afin de libéraliser l'accès aux pipelines.

Les exportations de gaz naturel du Canada, qui avaient augmenté en 1985 par suite de l'entrée en vigueur de prix à l'exportation négociés, ont baissé en 1986. Cette baisse, en fin de compte temporaire, était surtout liée à une restructuration profonde des marchés du gaz aux États-Unis à laquelle les exportateurs canadiens ont dû s'adapter, ainsi qu'aux difficultés d'accès aux pipelines des États-Unis rencontrées par ces exportateurs.

Au Canada, l'Accord sur les marchés et les prix du gaz naturel a été signé en octobre 1985, mais au moment où nous menions notre analyse pour le rapport d'octobre 1986, nous ne savions pas très bien comment ou à quelle vitesse le marché s'adapterait à ce nouveau contexte.

Ces deux dernières années, aux États-Unis, la libéralisation de l'accès aux principaux pipelines interétatiques pour tous les acheteurs et vendeurs a fortement progressé. Les exportateurs canadiens se sont adaptés à la structure changeante du marché américain; un pourcentage plus élevé des exportations de gaz canadien est vendu directement aux distributeurs locaux et aux utilisateurs ultimes. La disponibilité croissante du service de transport par les principaux pipelines américains, auxquels les pipelines canadiens sont raccordés, y a fortement contribué.

Cela s'est traduit par une reprise, en 1987, des exportations canadiennes. La croissance des exportations, dont le volume atteindra peut-être un nouveau record, s'est maintenue en 1988. Les exportateurs canadiens ont pu mettre à profit leur position concurrentielle favorable.

L'excédent de gaz américain est en voie de résorption, bien que lentement, et les prix du gaz naturel demeurent déprimés.

Le marché du gaz canadien continue d'être caractérisé par un fort excédent de l'offre. Cependant, il s'est rapidement adapté à la fixation des prix par négociations; les ventes directes des producteurs aux utilisateurs ultimes, à des prix négociés, ont augmenté de façon sensible. Comme le marché américain, le marché canadien est en voie de transition; la mesure dans laquelle les transactions commerciales influencent les prix est limitée par l'existence de contrats à long terme entre les grands distributeurs et TransCanada PipeLines Limited, par la réglementation des pipelines, qui entrave l'aptitude de

ces distributeurs à remplacer des fournitures de gaz relativement chères par d'autres moins coûteuses, et par les politiques d'acheminement de la principale province productrice. Néanmoins, les prix réagissent de plus en plus aux forces du marché.

L'orientation fondamentale de la politique gouvernementale, tant au Canada qu'aux États-Unis, est toujours à permettre aux marchés de fixer les prix. Depuis la publication de notre rapport de 1986, les événements se poursuivent dans ce sens au Canada. L'Office national de l'énergie a révisé ses procédures d'octroi de permis d'exportation de gaz pour permettre aux forces du marché d'agir davantage sur les exportations de gaz naturel, tout en continuant de veiller à ce que les exportations soient excédentaires aux besoins du Canada et dans l'intérêt public.

Ces développements sur les marchés du gaz naturel du Canada et des États-Unis nous amènent à nous interroger sur le traitement approprié, dans le cadre de la présente étude, à réserver aux exportations de gaz canadien et à la détermination des prix du gaz naturel au Canada. À cet égard, nous avons beaucoup modifié notre démarche par rapport à celle adoptée en 1986.

Les effets environnementaux de la consommation de combustibles fossiles soulèvent de plus en plus de préoccupations. Ces préoccupations ont été mises en lumière par la publication, à l'échelle internationale, du rapport Brundtland[1] et, au Canada, du rapport Confluence énergétique[2]. Toutes les utilisations des combustibles fossiles soulèvent des préoccupations, mais ces dernières ont surtout porté sur la production de l'électricité.

Les préoccupations environnementales que soulève la production d'électricité rendent plus coûteuses et moins inacceptables les options fondées sur l'utilisation de combustibles fossiles, à un moment où l'on se demande avec inquiétude si l'offre prévue pourra satisfaire à la demande d'électricité dans certaines régions du Canada et des États-Unis.

Au Canada, c'est en Ontario que le débat a été le plus vif au sujet des sources futures d'électricité et de leurs incidences sur l'environnement; en effet, cette province doit décider si elle va construire davantage de centrales nucléaires ou de centrales alimentées au charbon ou acheter de l'électricité de ses voisins bien dotés en ressources hydroélectriques. Cependant, tous les gouvernements provinciaux cherchent à satisfaire à leurs besoins en électricité par des moyens qui pourraient être moins nuisibles pour l'environnement; certains encouragent la production d'électricité par de petits producteurs indépendants, d'autres envisagent de payer les consommateurs éventuels pour qu'ils réduisent leur demande.

Tout cela nous a amené à réviser notre démarche d'analyse. Ainsi, dans le présent rapport, nous nous pencherons sur les grandes questions suivantes:

- Comment et quand les excédents actuels de gaz, en Amérique du Nord, et de pétrole, à l'échelle mondiale, seront-ils résorbés et les marchés se rapprocheront-ils d'un équilibre de l'offre et de la demande?

- Quels facteurs détermineront l'évolution future des prix du pétrole et du gaz naturel, et quels seront les niveaux probables de ces prix?

- S'ils étaient déterminés dans une large mesure par le jeu des forces du marché, quels seraient les niveaux de consommation intérieure et d'exportation de gaz naturel que nous pourrions envisagés?

- Comment réagirait le marché du gaz naturel en cas de stagnation des prix mondiaux du pétrole à un bas niveau?

- Quelles démarches les services publics d'électricité adopteront-ils en matière de fixation des prix, de gestion de la demande, de planification de l'offre et de mise en marché, afin d'équilibrer la demande et l'offre futures sans compromettre l'environnement?

Notre approche globale reste celle qui était la nôtre en 1986; nous utilisons de nouveau un cadre de travail pour lequel sont définis des scénarios de prix soutenables, bas et élevés, du pétrole.

"Notre approche consiste à définir ce qu'on peut appeler les prix soutenables bas et élevés du pétrole. Les facteurs susceptibles de donner lieu à un prix soutenable bas ou élevé sont la croissance de la demande (laquelle dépend à son tour de variables économiques et de l'efficacité de l'utilisation énergétique), l'évolution et le coût des approvisionnements ne provenant pas de l'OPEP, la part du marché détenue par les pays de l'OPEP du Moyen-Orient et le pouvoir concomitant que ces derniers auront de faire monter les prix sans éroder

1. *Notre avenir commun*, Commission mondiale sur l'environnement et le développement, Oxford University Press, 1987
2. *Les Canadiens et l'énergie au seuil du XXI^e siècle : Rapport de la confluence énergétique*; Énergie, Mines et Ressources Canada, 1988

de façon marquée leur part du marché. L'incertitude qui plane sur ces facteurs signifie que la fourchette des prix soutenables peut s'avérer plus large que celle que nous avons adoptée.

La définition des scénarios de prix bas et élevé ne signifie pas que les prix du pétrole demeureront, d'une année à l'autre, conformes à l'un de ces scénarios. Le prix du pétrole oscillera très vraisemblablement au-dessus ou au-dessous de chacun de ces scénarios pour n'importe quelle année, mais il n'est pas possible de prévoir ces fluctuations. Chacun de ces deux scénarios reflète une projection à long terme qualitativement différente, en raison des différentes hypothèses adoptées pour étayer l'un ou l'autre. En outre, il est possible que le scénario réel soit un amalgame des deux projections, par exemple, qu'il soit proche du scénario de prix bas dans les premières années, pour s'orienter à la longue vers le scénario de prix élevé, d'ici la fin de la période d'étude.

Une fois établie la fourchette des prix mondiaux du pétrole, la présente étude vise essentiellement à analyser quelle serait la différence pour l'offre et la demande d'énergie au Canada si les prix mondiaux du pétrole devaient évoluer à peu près comme le prévoit une projection ou l'autre"[1].

En 1986, nous avions commencé par concevoir nos deux scénarios de prix mondiaux du pétrole en fonction de deux visions différentes de l'offre et de la demande internationales de pétrole. Puis, nous avions élaboré des scénarios de croissance de l'économie canadienne qui ne diffèraient qu'en raison des incidences de la croissance sur les prix pétroliers plus élevés ou plus bas. Dans le rapport de 1986, des prix élevés du pétrole ont exercé un faible effet négatif sur la croissance de l'économie canadienne, alors que des prix bas du pétrole ont exercé un léger effet positif.

Dans le présent rapport, nous avons adopté une vision élargie du rapport entre les prix du pétrole et la croissance économique. Notre démarche est fondée sur l'hypothèse selon laquelle, dans l'état actuel du marché mondial du pétrole, marqué par un excédent substantiel de l'offre, la mesure dans laquelle les prix du pétrole peuvent s'accroître de façon soutenue dépend largement de la croissance de la demande internationale et, par conséquent, de l'effet exercé par cette croissance sur le coût de l'offre de pétrole des pays non membres de l'OPEP. Dans cette optique, la croissance de l'économie canadienne sera influencée, non seulement par le niveau des prix du pétrole, mais davantage encore par le contexte économique mondial, dont les prix du pétrole sont une composante.

"...une croissance économique et une demande de pétrole élevées, entraînant des prix du pétrole élevés, constituent un scénario; et une croissance économique et une demande de pétrole plus faibles, entraînant des prix du pétrole moins élevés, constituent l'autre scénario".

Il est indéniable que le comportement de l'OPEP peut influencer les prix du pétrole ou que, toutes choses étant égales par ailleurs, les prix du pétrole influencent le taux de croissance de l'économie des pays importateurs de pétrole; il est bien établi que des perturbations soudaines et importantes des prix ont influé sur la croissance de l'économie et pourraient encore le faire. Nous soutenons simplement qu'en l'absence de circonstances entraînant de brusques perturbations des prix et compte tenu des conditions qui prévalent sur les marchés mondiaux du pétrole, il est probable que l'évolution des prix sera, dans les prochaines années, commandée davantage par l'état de la demande, laquelle est puissamment influencée par la croissance de l'économie, que par les facteurs liés à l'offre.

À plus long terme, l'offre est appelée à exercer une influence de plus en plus importante; les prix du pétrole seront d'autant plus élevés que l'offre de pétrole des pays non membres de l'OPEP sera plus faible ou plus coûteuse, et que l'OPEP sera mieux en mesure de contrôler l'offre de ses pays membres. Ces circonstances sont plus prononcées dans un climat caractérisé par une forte demande de pétrole.

Dans notre cadre de travail, une demande de pétrole plus élevée résulte avant tout d'une croissance économique plus élevée; à l'inverse, une demande de pétrole plus faible accompagne une croissance économique moins forte. Ainsi, une croissance économique et une demande de pétrole élevées, entraînant des prix du pétrole élevés, constituent un scénario; et une croissance économique et une demande de pétrole plus faibles, entraînant des prix du pétrole moins élevés, constituent l'autre scénario.

1. *L'énergie au Canada : Offre et demande 1985-2005*, octobre 1986, p. 3

Nous n'affirmons pas que des prix du pétrole élevés suscitent une demande de pétrole plus élevée; au contraire.

- Face à une hausse des prix du pétrole, les consommateurs réagissent en réduisant leur consommation. Inversement, à la suite d'une chute des prix du pétrole, la demande de pétrole peut s'accroître.

- Une hausse des prix du pétrole peut aussi ralentir la croissance de l'économie des pays qui sont des importateurs nets de pétrole, limitant ainsi la croissance future de la demande de pétrole. Toutefois, nous estimons que cet effet est temporaire et qu'il existe des facteurs qui agissent plus profondément sur la croissance de l'économie, particulièrement à long terme.

Les effets exercés par les prix sur la demande de pétrole et sur le niveau d'activité économique seront plus importants si les prix changent brusquement et fortement, plutôt que graduellement. Nos scénarios ne retiennent pas l'hypothèse de chocs pétroliers parce que ceux-ci ne sauraient, à notre avis, faire l'objet de prévisions fiables. Aussi, nous croyons que notre enchaînement fondamental de rapports de causalité, allant de la croissance de l'économie mondiale à la demande mondiale de pétrole et, par la demande mondiale, aux prix du pétrole, engendre des scénarios soutenables. Toutefois, nous prévoyons une demande de pétrole dont le taux de croissance est moindre que ceux de l'économie, de façon à rendre compte de l'effet de la hausse des prix du pétrole ainsi que des changements structurels en cours au sein des pays membres de l'OCDE qui freinent la croissance de la demande de pétrole. Le taux de croissance des prix du pétrole dépend à la fois du rythme de croissance de la demande et de la disponibilité de l'offre de pétrole en provenance de pays membres et de pays non membres de l'OPEP, à des prix différents, pour satisfaire ces demandes.

Nous élaborons deux scénarios, car l'évolution, à la hausse ou à la baisse, de l'activité économique à l'échelle internationale nous semble très incertaine. Elle dépend, en grande partie, des politiques qui seront adoptées et de la mesure dans laquelle des efforts internationaux concertés seront faits pour trouver une solution aux importants déséquilibres commerciaux et financiers et à l'endettement des grands pays.

Nos scénarios ne sont pas des prévisions absolues. Nous tentons de voir ce qui pourrait se produire à l'aide de différentes hypothèses sur la croissance économique et les prix mondiaux du pétrole.

Nous avons modifié profondément, dans le présent rapport, notre analyse des marchés du gaz naturel; ces modifications touchent à notre traitement des exportations de gaz et à la détermination des prix du gaz naturel canadien.

Dans nos rapports antérieurs, nos prévisions des exportations de gaz naturel portaient seulement sur les quantités dont l'exportation était autorisée par des licences; nous n'avions pas inclus d'exportation de gaz au-delà de l'horizon des licences. Depuis 1986, la réglementation des exportations de gaz naturel a été modifiée et ces exportations sont susceptibles d'être régies maintenant davantage par les conditions du marché du gaz naturel - l'offre, la demande et les prix - en Amérique du Nord. Aussi, nous avons évalué les perspectives d'exportation du gaz naturel après analyse de la compétitivité du gaz naturel canadien sur les marchés régionaux des États-Unis pendant la période des prévisions, et nous avons tenu compte des incidences de ces exportations sur l'offre, la demande et les prix du gaz naturel au Canada.

En ce qui a trait au marché intérieur du gaz naturel, au moment de la rédaction du rapport de 1986, la déréglementation du commerce du gaz naturel au Canada commençait et on ne savait pas encore clairement comment seraient fixés les prix du gaz naturel au Canada. C'est pour cela que nous avions choisi d'adopter, comme hypothèse de travail, que le prix du gaz naturel au Canada serait lié à celui du pétrole brut lourd. Par ce choix, nous reconnaissions que les prix du pétrole exerceraient une influence importante sur les prix du gaz naturel. Nous admettions toutefois que les marchés du gaz naturel pourraient comporter des facteurs qui leur soient uniques et que ces facteurs pourraient amener le prix du gaz à s'écarter de celui du pétrole.

En fait, d'après les résultats de l'analyse figurant dans le rapport d'octobre 1986, il nous est apparu qu'il ne convient pas de lier directement les prix du gaz naturel et du pétrole. S'il existait un lien fixe, la demande de gaz naturel au Canada dépasserait probablement l'offre de gaz naturel pendant la période des prévisions, en particulier lorsque les prix du pétrole seraient relativement bas. En d'autres termes, notre analyse indiquait que les conditions de l'offre de gaz naturel étaient telles que le jumelage des prix du pétrole et du gaz naturel n'aboutirait vraisemblablement pas à un équilibre soutenable entre l'offre et la demande sur le marché du gaz naturel. Nous avons recon-

nu en 1986 que l'excédent de la demande de gaz ne pouvait persister et que d'autres redressements étaient nécessaires.

Nous fondant sur ces résultats et sur l'observation de l'évolution récente du marché, nous menons notre présent analyse en permettant aux prix du gaz naturel de fluctuer de façon à ce que l'offre égale la demande (demande intérieure et demande à l'exportation); nous admettons que cela peut entraîner la hausse ou la baisse des prix du gaz naturel par rapport au prix du pétrole.

Nous présentons de façon stylisé dans la figure 1-1 les différences entre les résultats de nos analyses dans ces deux rapports. Le graphique 1 illustre les résultats publiés dans le rapport de 1986. Le rapport des prix du gaz et du pétrole est maintenu constant et cela conduit à une situation insoutenable dans laquelle la demande dépasse l'offre.

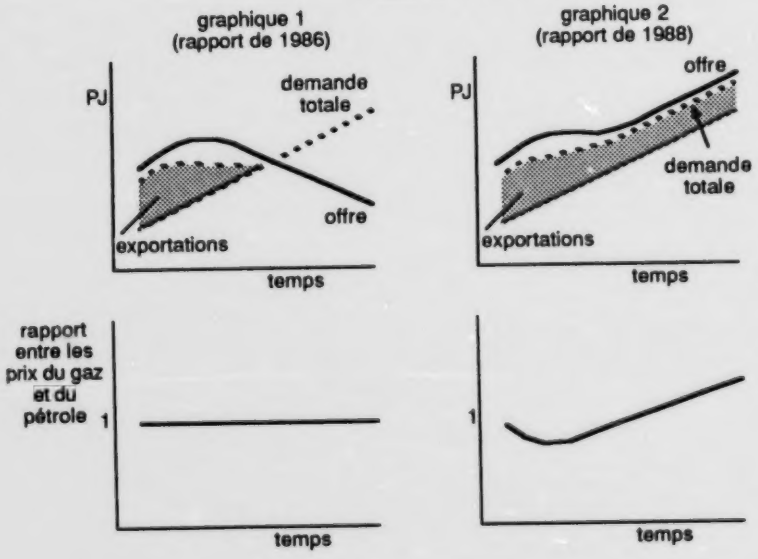
Dans le présent rapport, nous permettons aux prix du gaz naturel de fluctuer indépendamment des prix du pétrole de façon à ce que l'on puisse, d'abord, atteindre l'équilibre sur les marchés du gaz naturel et, ensuite, le préserver. Le graphique 2 illustre de façon stylisée les résultats obtenus. À la suite de la disparition de l'excédent actuel de gaz, l'offre reste plus ou moins égale à la demande, mais il faut pour cela une hausse progressive du prix du gaz naturel par rapport à celui du pétrole, cette hausse étant beaucoup plus prononcée lorsque les prix du pétrole sont bas. Le cadre d'analyse que nous avons adopté dans le présent rapport offre le grand avantage de nous permettre d'analyser les incidences, sur les prix du gaz et sur la taille de l'industrie canadienne du gaz naturel, des changements survenant dans la demande intérieure et la demande à l'exportation, ou dans la disponibilité et le coût de l'offre.

Des prix bas du pétrole entravent particulièrement la compétitivité du gaz naturel dans les installations industrielles et commerciales qui se sont dotées ou pourraient se doter de la capacité d'utiliser différents combustibles, ce qui leur permettrait de passer sans grande difficulté du gaz au pétrole. La principale question qui se poserait à l'industrie du gaz dans ce contexte est de savoir si les coûts de l'offre de gaz et les modalités de fixation des prix s'adapteraient de façon à préserver l'équilibre sur ce marché, ou si la taille du marché du gaz diminuerait beaucoup et si le coût de desserte des clients restants augmenterait. Nous traitons cette question dans notre analyse de la fixation des prix du gaz naturel dans le scénario bas, qui se caractérise par une faible croissance économique et des prix bas du pétrole.

Dans le rapport d'octobre 1986, après consultation des services publics, nous avions supposé que les prix de l'électricité resteraient constants en termes réels. Nous retenons ici la même hypothèse, même si certains services publics pourraient laisser les prix chuter, pendant les prochaines années, et les augmenter par la suite. Cependant, nous sommes mieux en mesure d'évaluer la différence, dans la détermination des prix, entre l'hypothèse des "prix réels constants", et une base rigoureuse de "coût de service" ou d'"objectif financier" pour la détermination des prix de l'électricité. Par ailleurs, contrairement à 1986, nous tenons compte des mesures de gestion de la demande dans les provinces où les services publics semblent fermement décidés à les mettre en oeuvre; nous étudions aussi d'autres arrangements, en matière d'offre, qui pourraient être adoptés pour faire face à la croissance de la charge, notamment l'intensification des échanges interprovinciaux

Figure 1-1

Marché du gaz naturel



d'électricité et un recours accru aux producteurs indépendants d'énergie.

Le profil de la demande d'énergie tracé dans ce rapport comprend nos estimations relatives aux exportations de gaz naturel, de pétrole, de liquides de gaz naturel, de charbon et d'électricité; ces estimations comprennent, dans le cas du gaz naturel et de l'électricité, des exportations éventuelles qui ne sont pas encore autorisées par l'Office. Comme pour toutes les estimations figurant dans le rapport, il va de soi que les estimations des exportations d'énergie sont indépendantes de l'examen, par l'Office, de toute demande future d'exportation d'énergie ou de construction d'installations et qu'elles ne sauraient leur porter préjudice.

Plan du rapport

Le chapitre 2 décrit les hypothèses que nous avons retenues en matière de croissance économique et de prix pétroliers pour établir nos prévisions de l'offre et de la demande dans les scénarios bas et élevé.

Le chapitre 3 explique les méthodes de prévision des prix du gaz naturel et de l'électricité et présente les prévisions des prix ainsi obtenues.

La demande totale d'énergie pour utilisation finale est analysée au chapitre 4, par secteurs de consommation, régions du Canada et combustibles. La demande d'hydrocarbures pour des utilisations non énergétiques (surtout comme charges d'alimentation pétrochimiques) est également discutée. Les combustibles servent à fournir l'énergie pour utilisation finale; par exemple, les centrales thermiques consomment du charbon, du pétrole, du gaz naturel ou de l'uranium pour produire de l'électricité. La somme de ces besoins et de la demande pour utilisation finale constitue "la demande d'énergie primaire", également analysée au chapitre 4.

Dans les chapitres suivants, nous nous penchons sur la capacité des sources énergétiques canadiennes de répondre à la demande intérieure et aux exportations prévues.

Le chapitre 5 examine la capacité de production et le production d'électricité, par région, nécessaires pour répondre à la demande intérieure et à la demande à l'exportation prévues. Un scénario de rechange de la production d'électricité, fondé sur l'intensification des échanges interprovinciaux, y est également évalué; le chapitre se termine sur nos prévisions relatives à l'énergie primaire utilisée pour produire de l'électricité pour les marchés intérieurs et d'exportation.

Le chapitre 6 décrit des ressources et des réserves établies de gaz naturel, des additions aux réserves en provenance des régions classiques, de l'offre venant des régions pionnières, et de la capacité de production. Puis, il traite des facteurs qui influent sur les exportations de gaz naturel et il présente nos prévisions relatives aux exportations ainsi que la méthode de prévision utilisée.

Le chapitre 7 analyse l'offre de pétrole brut, en commençant par les ressources et les réserves établies. Puis, il décrit les possibilités d'additions aux réserves grâce aux activités de récupération assistée du pétrole et de forage dans les régions classiques, à la production de pétrole brut synthétique et l'extraction de bitume, à la production des pentanes plus et à l'exploitation des ressources des régions pionnières. Y sont ensuite présentées les prévisions de l'offre totale de pétrole. Celles-ci sont suivies par un examen des bilans des produits pétroliers et de leurs incidences sur les besoins de charges d'alimentation. Ce chapitre trace également les profils de l'offre et de la demande pour, d'une part, le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd et, d'autre part, pour le pétrole brut et les produits pétroliers. Enfin, des observations finales portent sur les incidences sur les oléoducs des prévisions de l'offre et de la demande de pétrole.

Le chapitre 8 porte sur les perspectives de l'offre de liquides de gaz naturel fondées sur la production des usines de traitement du gaz des régions classiques, des raffineries de pétrole et des projets entrepris dans les régions pionnières. Il présente ensuite la demande intérieure de liquides de gaz naturel et les perspectives d'exportations.

Le chapitre 9 commence par l'examen des ressources et des réserves de charbon. Après avoir dégagé les prix du charbon, les coûts du transport et la demande intérieure, il traite des exportations, dans le contexte des marchés mondiaux de charbon, ainsi que de la production et des importations.

Le chapitre 10 fait le bilan des sources et des utilisations d'énergie primaire, en intégrant les prévisions de la demande d'énergie primaire sur le marché intérieur et sur le marché d'exportation, ainsi que celles touchant la production d'énergie primaire et qui se trouvent dans les chapitres précédents. Il résume le bilan de l'offre et de la demande d'énergie primaire et dégage les perspectives d'exportations nettes; il se situe également dans une perspective internationale, en comparant l'utilisation énergétique du Canada à celle d'autres pays.

Le chapitre 11 contient les conclusions essentielles de notre rapport.

L'annexe 1 comporte des abréviations des noms, termes et unités; des facteurs de conversion et des définitions.

Les annexes 2 à 10 contiennent les données à l'appui des chapitres 2 à 10 respectivement.

L'annexe 11 indique le nom et le numéro de téléphone des personnes auxquelles peuvent être adressées des demandes de renseignements.

Chapitre 2

Perspectives concernant le niveau d'activité économique et les prix mondiaux du pétrole

Nous présentons dans ce chapitre deux scénarios de prix mondiaux du pétrole fondés sur deux scénarios du niveau d'activité de l'économie internationale. Nous examinons ensuite les profils de croissance de l'économie canadienne que nous avons élaborées en fonction de nos perspectives concernant la croissance de l'économie internationale et les prix du pétrole.

Pour établir nos prévisions des prix du pétrole, nous déployons un cadre d'analyse qui comporte les perspectives de la demande et de l'offre à l'échelle internationale, y compris une évaluation de la capacité de l'OPEP de gérer l'offre dans le contexte de la demande mondiale et de l'offre de pétrole des pays non membres de l'OPEP.

Nous faisons ces prévisions à un moment où :

- il existe un excédent considérable de capacité de production sur le marché mondial du pétrole,
- l'OPEP n'a pas été en mesure, depuis plusieurs années, de soutenir les prix du pétrole au-dessus d'un niveau compris entre 15 et 18 $ US,
- les prix bas du pétrole ne semblent pas avoir suscité une tendance marquée à l'accroissement de la demande de pétrole, et
- il existe beaucoup d'incertitude quant au niveau d'activité de l'économie internationale, facteur qui influence considérablement la demande de toutes les formes d'énergie.

Dans une telle conjoncture, nous jugeons raisonnable d'adopter l'hypothèse que la croissance de l'économie internationale sera le facteur primordial influant sur la demande de pétrole. Une croissance plus élevée de la demande de pétrole augmente la pression sur l'offre mondiale. Comme l'offre marginale de pétrole des pays non membres de l'OPEP devient plus coûteuse par suite de la production cumulative, les prix mondiaux augmentent. La hausse des prix exerce un léger effet négatif sur la demande de pétrole et la croissance économique des pays qui sont des importateurs nets de pétrole, mais cet effet ne l'emporte pas sur l'influence majeure exercée sur la demande de pétrole par la croissance de l'économie mondiale.

La principale différence entre notre scénario élevé et notre scénario bas réside dans la croissance de l'économie mondiale; cette dernière est plus forte dans le scénario élevé, ce qui stimule la demande de pétrole et donne lieu à un profil plus élevé des prix du pétrole.

L'OPEP est plus en mesure d'influer sur les prix dans le scénario élevé que dans le scénario bas parce que le coût de l'offre des pays non membres de l'OPEP augmente plus rapidement et que l'accroissement de la demande mondiale a pour effet d'élargir la part du marché de l'OPEP. Cela facilite le maintien de la cohésion au sein de l'organisation en réduisant les divergences d'intérêt entre ceux qui veulent, immédiatement, des prix plus élevés et ceux qui souhaitent un marché mondial du pétrole soutenu et élargi, même s'il faut pour cela accepter des prix plus bas dans l'immédiat.

On doit considérer nos prévisions de prix comme des trajectoires à long terme représentant notre évaluation des prix plafonds soutenables à long terme. En réalité, les prix du pétrole fluctuent de part et d'autre de ces trajectoires, ainsi que dans les limites de celles-ci, mais nous n'essayons pas de prévoir la chronologie et l'ampleur de ces fluctuations.

À partir des taux de croissance de l'économie internationale et des prix mondiaux du pétrole des deux scénarios, nous établissons des prévisions cohérentes du niveau d'activité économique au Canada durant la période des prévisions, pour chaque scénario. Le Canada est un pays à économie ouverte et la conjoncture économique internationale influence la mesure dans laquelle le potentiel de croissance du Canada peut être atteint. Ainsi, dans le scénario élevé, des possibilités plus importantes d'exportation contribuent à une hausse de la croissance économique. Dans le

scénario bas, la contraction qui se produit sur les marchés mondiaux se traduit par un taux de croissance de l'économie canadienne qui est inférieur au taux correspondant au scénario élevé.

Nous étudions également la distribution, par industrie, de la croissance au Canada dans les deux scénarios. La croissance de la demande d'énergie n'est pas la même selon que le secteur des services croît plus ou moins vite que le secteur producteur de biens. La distribution par secteur de la croissance est également à l'origine de différences régionales au Canada quant aux taux de croissance de l'économie et de la demande d'énergie, parce que la composition de l'activité économique diffère d'une région à une autre. Nous présentons nos prévisions du niveau d'activité économique par secteur et par région, à la section 2.2, et nous étudions la demande correspondante d'énergie au chapitre 4.

2.1 Taux de croissance de l'économie mondiale et prix du pétrole

Dans les deux scénarios que nous avons élaborés pour l'économie mondiale (à l'exclusion des économies planifiées), la croissance est en moyenne de 2 % environ par an dans le scénario bas, et de 3 % par an dans le scénario élevé, pendant la période des prévisions. Différents pays connaîtront des taux de croissance qui s'écartent de ces moyennes, et le taux de croissance de l'activité économique connaîtra, d'une période à une autre, des variations que nous ne prétendons pas illustrer.

Nous considérons plutôt, dans une large mesure, nos prévisions de la croissance économique de la même façon que nos prévisions relatives aux prix du pétrole, c'est-à-dire comme représentant des profils élevés et bas qui sont soutenables à long terme.

Depuis 1982, la croissance a été alimentée en grande partie par la croissance de l'économie américaine qui était entraînée notamment par l'accroissement des dépenses du secteur public, ce qui a suscité de graves préoccupations au sujet du déficit budgétaire des États-Unis. Une des conséquences de cette croissance a été l'accumulation de lourds déficits de la balance commerciale, les importations ayant augmenté plus vite que les exportations. Les pays européens ont suivi, en règle générale, des politiques monétaires et budgétaires moins expansionnistes; dans certains de ces pays le taux de chômage est plus élevé qu'aux États-Unis. Ils ont donc moins contribué à la croissance de l'économie internationale et le marché qu'ils constituent a attiré moins d'exportations en provenance des autres pays.

Alors que de nombreuses économies du Tiers-Monde avaient connu une croissance assez rapide dans les années 60 et au début des années 70 et contribué ainsi de façon substantielle à l'accroissement des exportations des pays membres de l'OCDE, ils ont enregistré, à quelques exceptions près, une faible croissance, ces dernières années, ainsi que de sérieux problèmes liés à la détérioration des termes de l'échange, un très fort accroissement des obligations liées au service de la dette extérieure, une diminution de leur capacité d'importer, ainsi que des taux élevés d'inflation et de chômage. De nombreux pays en voie de développement ne sont pas en mesure de se sortir de ces difficultés par leurs propres moyens seulement.

Les perspectives de croissance de l'économie mondiale dépendent dans une large mesure de la capacité des principaux pays industriels de coordonner leurs politiques économiques afin de résorber les graves déséquilibres qui caractérisent actuellement l'économie mondiale. Il s'agit en l'occurrence des importants déficits budgétaires et de la balance commerciale aux États-Unis, et des politiques macroéconomiques actuelles, relativement restrictives, des économies japonaise et allemande, qui tendent à maintenir des excédents de la balance commerciale en faveur de ces pays. Les politiques qui engendrent ces déséquilibres dans le monde industrialisé ont pour effet de maintenir les taux d'intérêt réel à des niveaux historiques élevés et elles rendent très difficile la gestion du fardeau de la dette chez les pays en voie de développement.

Notre scénario de croissance élevée est basé sur les hypothèses suivantes :

- les États-Unis réduisent progressivement leur déficit budgétaire;
- d'autres grands pays membres de l'OCDE, notamment l'Allemagne et le Japon, prennent des mesures pour relancer leur économie de façon à compenser les effets de la politique budgétaire restrictive des États-Unis;
- en conséquence, l'accélération de la croissance économique en Europe et au Japon, combinée avec la dépréciation du dollar américain, entraîne une réduction du déficit commercial américain;
- ces politiques conduisent à une baisse des taux d'intérêt réels qui, combinée avec un raffermissement des prix des produits de base découlant d'une crois-

sance soutenue dans le monde industrialisé, allège le fardeau de la dette des pays en voie de développement.

Dans ce scénario, les politiques macroéconomiques et structurelles renforcent la compétitivité internationale des États-Unis, et la coopération et la coordination à l'échelle internationale sont propices à une croissance rapide et soutenue. Certains pays d'Europe et le Japon permettent à leurs économies de croître plus rapidement, suscitant davantage d'exportations des États-Unis et des pays en voie de développement, ce qui contribue à atténuer les déséquilibres des échanges et des paiements internationaux; aussi, les pays déficitaires sont moins portés à adopter des mesures commerciales à caractère protectionniste. Grâce à des politiques de gestion intérieure axées sur la croissance et un système plus ouvert dans le domaine des échanges internationaux, on est appelé à connaître un environnement caractérisé par un renforcement de la confiance des investisseurs, et peut-être une accélération de l'évolution technologique et, de façon globale, une amélioration des résultats de l'économie.

Nous caractérisons ce scénario en fixant à 3 % le taux de croissance à long terme de l'économie mondiale. Des taux de croissance soutenus supérieurs risqueraient de déclencher des pressions inflationnistes aux États-Unis et dans certains autres pays industriels, si l'on exclut, comme nous l'avons fait, une plus forte accélération de la productivité.

Dans notre scénario bas, il n'existe aucun remède qui permettrait de résorber rapidement et sans douleur les grands déséquilibres dont souffre l'économie mondiale. Le Japon et l'Europe n'acceptent pas de conférer au rythme de croissance de leurs économies une accélération qui suffirait pour déclencher vers leurs marchés une forte augmentation des exportations des États-Unis et des pays en voie de développement. Les États-Unis adoptent des politiques commerciales et monétaires restrictives afin de contenir l'inflation. Il en résulte un ralentissement de la croissance économique aux États-Unis et dans d'autres pays dont la croissance économique est alimentée par celle des États-Unis. Des taux d'intérêt réels plus élevés et la contraction des marchés à l'exportation aggravent les problèmes liés à la stagnation et à l'endettement des pays en voie de développement, ce qui contribue à éroder davantage la confiance dans le système mondial d'échanges et de crédit. Dans ce scénario, on ne peut identifier aucune locomotive pour l'économie internationale; nous observons plutôt la manifestation persistante d'un comportement prudent et défensif sur le plan économique.

Nous caractérisons ce scénario en fixant à 2 % le taux de croissance de l'économie. À notre avis, un taux de croissance nettement inférieur à ce niveau ne serait pas soutenable; il conduirait à des taux de chômage inacceptables, car trop élevés, ce qui donnerait lieu à l'adoption de mesures d'atténuation.

Conséquences pour la demande, l'offre et les prix du pétrole à l'échelle mondiale

Les prévisions plus élevées et moins élevées du taux de croissance de l'économie mondiale sous-tendent des prévisions plus élevées et moins élevées de la demande mondiale de pétrole qui figure dans les tableaux 2-1 et 2-2. À partir du niveau actuel des prix et de la demande de pétrole dans les pays n'appartenant pas au groupe des pays à économie planifiée, nous avons établi, en ce qui concerne le taux d'accroissement de la demande mondiale de pétrole, un rapport positif avec la croissance de l'économie et un rapport négatif avec les prix, ce qui se traduit par les prévisions de la demande de pétrole pour les scénarios bas et élevé, respectivement. La demande mondiale de pétrole passerait de 48,1 millions à 50,8 millions de barils par jour d'ici à 2005 dans le scénario bas et 62,0 millions de barils par jour dans le scénario élevé.

Dans le scénario bas, la demande mondiale de pétrole s'accroît de 0,3 % environ par an entre 1986 et 2005. Ce taux d'accroissement reflète celui des pays de l'OCDE, de plus et moins 0,3 % par an jusqu'en 1995 et ultérieurement, respectivement, alors que les taux moyens d'accroissement de la demande des pays non membres de l'OCDE sont de 1,1 % environ par an entre 1986 et 2005. Ce rythme d'accroissement reflète le ralentissement de la croissance économique internationale, laquelle, dans les pays membres de l'OCDE est relativement élevée au début de la période des prévisions et plus faible vers la fin de la période des prévisions. Vers la fin de la période, les gains de rendement dans l'utilisation du pétrole dans les pays membres de l'OCDE dépassent les accroissements très modestes de la demande provoqués par la croissance économique. Le prix du pétrole est suffisamment faible pour qu'il soit compétitif avec d'autres combustibles dans les segments du marché se prêtant à la substitution, sans être toutefois assez faible pour soutenir une tendance à la hausse de la demande globale de pétrole. L'accroisse-

Tableau 2-1

Prévision de l'offre et de la demande mondiales de pétrole scénario de prix bas

(millions de barils par jour)

	1986[b]	1988	1990	1995	2000	2005
demande globale [a]	**48,1**	**49,5**	**50,3**	**50,5**	**50,8**	**50,8**
OCDE	35,4	36,3	36,7	36,3	35,8	35,1
autres pays	12,7	13,2	13,6	14,2	15,0	15,7
offre						
pays autres que ceux de l'OPEP [c]	28,9	28,6	27,7	26,2	24,9	23,3
OPEP [d]	19,9	20,9	22,6	24,3	25,9	27,5
capacité de production de l'OPEP	27,5	27,5	30,0	31,0	33,0	35,0

Tableau 2-2

Prévision de l'offre et de la demande mondiales de pétrole scénario de prix élevé

(millions de barils par jour)

	1986[b]	1988	1990	1995	2000	2005
demande globale [a]	**48,1**	**49,3**	**50,8**	**54,3**	**58,0**	**62,0**
OCDE	35,4	36,2	36,9	38,7	40,0	41,0
autres pays	12,7	13,3	13,9	15,6	18,0	21,0
offre						
pays autres que ceux de l'OPEP [c]	28,9	29,1	28,9	28,2	27,6	27,0
OPEP [d]	19,9	20,2	21,9	26,1	30,4	35,0
capacité de production de l'OPEP	27,5	27,5	30,0	31,0	33,0	36,0

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Exclut la demande des PEP.

[b] Provisoire; source: Petroleum Economics Ltd., Londres, Angleterre.

[c] Inclut des exportations nettes des PEP d'environ 2,3 millions de barils par jour, en baisse jusqu'en 2005 à 1,6 million de barils par jour, et un gain de 1,5 million de barils par jour résultant du traitement pour toutes les sources.

[d] Inclut les condensats et les liquides de gaz naturel.

ment de la demande de pétrole des pays membres de l'OCDE est beaucoup plus modeste que celui des pays non membres de l'OCDE, dont la demande de pétrole est plus sensible au niveau d'activité de l'économie en raison de la plus faible pénétration dans leurs économies d'équipements fonctionnant au pétrole. Ainsi, dans le scénario bas, la demande de pétrole des pays non membres de l'OCDE et n'appartenant pas au groupe des pays à économie planifiée passe de 12,7 millions de barils par jour en 1987 à 15,7 millions de barils par jour en 2005.

Dans le scénario élevé, la demande mondiale de pétrole s'accroît de 1,3 % par an entre 1986 et 2005, ce taux résultant d'une part d'un taux de croissance de 0,8 % par an dans les pays membres de l'OCDE et de 2,7 % par an dans les autres pays qui n'appartiennent pas au groupe des pays à économie planifiée.

La croissance de la demande de pétrole dans les pays membres de l'OCDE est faible, mais positive, ce qui reflète le taux moyen élevé de la croissance de l'économie qui est de 3 % par an, l'absence de flambées des prix du pétrole (et par conséquent l'absence d'efforts notables de remplacement du pétrole), et le fait qu'il reste encore possible, aux prix actuels, de mettre en oeuvre des mesures d'économie et de remplacement du pétrole dans le cadre des utilisations courantes. Par conséquent, la demande de pétrole s'accroît avec l'augmentation des utilisations finales axées sur le pétrole, mais on enregistre sans cesse des gains de rendement dans l'utilisation future du pétrole, et les innovations technologiques favorisent la consommation de l'électricité plutôt que celle du pétrole; aussi, l'accroissement de la demande de pétrole des pays membres de l'OCDE se poursuit à un taux bien inférieur à celui de la croissance économique.

L'utilisation du pétrole dans les pays non membres de l'OCDE s'accroît à raison de 2,7 % par an, ce qui reflète un taux moyen élevé de croissance économique dans ces pays, et, par rapport aux pays membres de l'OCDE, une croissance vigoureuse de la demande de pétrole. Le développement économique entraîne une pénétration accrue du pétrole; l'énergie produite commercialement remplace les sources rurales d'énergie, l'utilisation augmente rapidement aussi bien dans le secteur des transports que dans le secteur industriel.

Il va de soi que les prévisions de la demande ne peuvent, à elles seules, déterminer l'avenir des prix

seules, déterminer l'avenir des prix du pétrole. La demande elle-même dépend partiellement des prix, et il est nécessaire de tenir compte de la provenance des nouveaux approvisionnements en pétrole et des conditions de l'offre.

La part des pays membres de l'OPEP sur le marché mondial du pétrole a baissé de façon substantielle depuis 1975, passant de 60 % à moins de 40 % de la demande des pays à économie non planifiée. La capacité de l'OPEP à restreindre l'offre mondiale de pétrole s'en est trouvée limitée. Par conséquent, nous croyons que la capacité de l'OPEP à influer sur la demande et les prix dépendra principalement de la demande internationale et de l'offre des pays non membres de l'OPEP. Dans un monde où la demande de pétrole est en forte expansion et où l'offre de pétrole des pays non membres de l'OPEP est rare ou chère, l'OPEP dispose de plus de latitude pour gérer l'offre et influencer les prix que si la demande s'accroît lentement et l'offre de pétrole des pays non membres de l'OPEP est plus abondante et moins chère.

Le tableau 2-3 présente certains prix du pétrole enregistrés entre 1973 et 1987. Le "prix officiel" reflète les prix fixés par l'OPEP, alors que le prix du disponible reflète les prix que les acheteurs et les vendeurs négocient sur le marché libre. Entre 1973 et 1979, le prix officiel du brut léger du Moyen-Orient et le prix du disponible se sont rapprochés très étroitement. En 1979, le prix du disponible a entraîné dans son évolution le prix officiel, à la suite d'une réaction internationale à la révolution iranienne. Le prix du disponible a entraîné à la hausse le prix du marché officiel de 1979 à 1981; depuis, il l'entraîne à la baisse.

Il est raisonnable d'en déduire que le prix international du disponible a joué le rôle de prix baromètre par rapport auquel l'OPEP pouvait et, ultérieurement, a dû ajuster son offre et son comportement en matière d'établissement des prix. En 1979 et en 1980, le marché du disponible a reflété la nervosité des réactions des principaux acheteurs de pétrole à la suite des événements d'Iran, car ce pays occupe une position stratégique et produisait à cette époque environ 3 millions de barils de pétrole par jour.

L'escalade des prix du pétrole qui s'est poursuivie jusqu'en 1981 a suscité de fortes augmentations de l'offre des pays non membres de l'OPEP (Tableau 2-4).

Le niveau de la demande étant à peine supérieur en 1986 au niveau enregistré en 1975, la part de l'Amérique du Nord dans l'offre globale est demeurée pratiquement inchangée, alors que celle de l'OPEP a chuté de façon impressionnante à la suite d'une très forte

Tableau 2-3

Prix du pétrole - cours officiel et marché du disponible

année		cours officiel	marché du disponible
1973		2,64	2,81
1975		10,46	10,43
1979	Q1	13,48	18,35
	Q2	16,15	27,35
	Q3	18,89	32,90
	Q4	22,84	38,17
1980		29,38	36,00
1981		33,20	34,17
1985		28,00	27,50
1986	Q1	28,00	16,59
	Q2	28,00	11,01
	Q3	28,00	11,20
	Q4	28,00	14,10
1987	Q1/Q2	17,67	17,40

Nota: Brut léger du Moyen-Orient, en dollars américains nominaux.

Source:"World Oil Trends: a Statistical Profile", édition de 1987 - 1988, section 19, Arthur Andersen and Co.,Cambridge Energy Research Associates.

Tableau 2-4

Répartition de la production mondiale de pétrole

	1975	1980	1986
		(millions de barils par jour)	
demande	44,5	49,1	45,8
produit par		part de marché (%)	
É.- U.	22,5	20,8	22,5
Canada	3,8	3,7	3,9
Mer du Nord	0,4	4,3	7,9
autres pays d'Europe	0,9	1,0	1,3
Australie / Nouvelle-Zélande	0,9	0,8	1,3
pays n'appartenant ni à l'OCDE ni à l'OPEP	7,9	11,4	18,1
pays de l'OPEP	61,1	55,0	40,0
exportations nettes des PEP	2,5	3,0	5,0

Nota: Exclut la production et la consommation intérieures des PEP, les condensats et les liquides de gaz naturel, les gains dus au traitement et à la variation des stocks.

Source: "World Energy Outlook to 2000" ,Petroleum Economics Ltd., Londres, 1987.

expansion de l'offre en provenance de la mer du Nord et des pays non membres de l'OCDE et non membres de l'OPEP. (En 1985, la part de l'OPEP était de moins de 37 %; la production de l'Arabie Saoudite a été particulièrement touchée; elle est passée en effet de 9,6 millions de barils par jour en 1980 à 3,3 millions de barils par jour en 1985.) En dépit des prix relativement bas enregistrés depuis 1986, l'offre de pétrole de nombreux pays non membres de l'OPEP n'a pas décliné et a même augmenté. Cela reflète peut-être le fait qu'à partir du moment où de grands projets de mise en valeur sont lancés, les dépenses accumulées sont irrécupérables; toutes les raisons possibles plaident en faveur de l'achèvement et de l'exploitation de ces projets, aussi longtemps que le prix mondial du pétrole est suffisant pour récupérer les frais supplémentaires d'achèvement et d'exploitation.

Maintenant qu'il existe une large distribution géographique des sources d'approvisionnement en pétrole en dehors de l'orbite de l'OPEP, étant entendu qu'il est toujours possible que des prix élevés du pétrole encouragent l'accroissement de l'offre des pays non membres de l'OPEP, il est beaucoup plus difficile pour l'OPEP de contrôler le marché mondial du pétrole que cela semblait être le cas à la fin des années 70.

L'évolution observée après 1980 a dû enlever à l'OPEP beaucoup de ses illusions. Le tableau 2-5 montre l'évolution qu'a connue le pouvoir d'achat réel, à l'échelle internationale, des revenus pétroliers des pays membres de l'OPEP de 1975 à 1986. Pour convertir des revenus nominaux en un pouvoir d'achat réel à l'échelle internationale, il est nécessaire d'opérer un redressement tenant compte tant de la hausse des prix et des services que ces revenus servent à acheter, et des variations dans la valeur du dollar américain; (les revenus sont perçus en dollars, mais ils sont dépensés en importations provenant de nombreux autres pays dont la valeur des monnaies change par rapport au dollar.)

Tableau 2-5

Revenus de l'OPEP

année	$ US (milliards nominaux)	DTS réels [a] (milliards)
1973	37	38
1975	107	92
1976	129	102
1977	140	97
1978	135	81
1979	201	109
1980	287	142
1981	266	131
1982	208	100
1983	163	79
1984	149	73
1985	132	55
1986	77	28

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Les dollars nominaux sont convertis en DTS au taux de change moyen pour l'année en question et redressés à l'aide du dégonfleur IPC de l'OCDE. (DTS: droits de tirage spéciaux du Fonds monétaire international; les DTS sont évalués sur la base d'un panier de plusieurs grandes monnaies).

Source: "World Oil Trends, édition 1987-1988 ", op. cit.

Le pouvoir d'achat réel des revenus des pays membres de l'OPEP, qui figure dans la dernière colonne constitue une approximation, car la conversion des dollars US nominaux en DTS réels ne reflète pas de façon précise la valeur de chacune des monnaies servant au règlement des importations des pays membres de l'OPEP. Il est toutefois évident que, depuis 1982, le revenu réel des pays membres de l'OPEP est moindre que celui de 1975; en 1986, ce revenu réel est tombé à un niveau inférieur à ce qu'il était en 1973, avant les fortes hausses des prix du pétrole des années 70. Même à 28 $ US le baril (prix nominal) en 1985, les revenus réels des pays membres de l'OPEP n'ont été que faiblement supérieurs à la moitié de leur valeur de 1975, ce qui reflète les incidences combinées de la contraction de leur part du marché et l'inflation internationale. Il ne fait aucun doute que les revenus des pays membres de l'OPEP en 1980 et 1981 se trouvaient à un niveau exceptionnel et insoutenable.

Mise à part des éléments de l'offre et de la demande internationales sur lesquels l'OPEP ne peut agir directement, les pays membres de l'OPEP ont des intérêts divergents en raison desquels le groupe ne peut que difficilement se mettre d'accord sur des niveaux de production et des quotas, ce qui lui permettrait de fixer le niveau des prix.

Il existe au moins trois catégories de pays au sein de l'OPEP :

(i) l'Iran et l'Iraq,

(ii) les pays à "réserves élevées et faible capacité d'absorption" et

(iii) les pays à "faibles réserves et forte capacité d'absorption".

Il était difficile pour l'Iran et l'Iraq de respecter les quotas alloués alors que les deux se faisaient la guerre et avaient besoin de revenus pour soutenir celle-ci. Les grandes incertitudes au sujet de l'offre de pétrole de l'Iran et de l'Iraq tiennent à savoir si les hostilités sont vraiment finies, et si ces pays augmenteront brusquement leur production afin

de gagner des revenus nécessaires à leur reconstruction, ou s'ils coopéreront étroitement avec d'autres pays membres de l'OPEP pour essayer de gérer l'offre de pétrole du groupe de l'OPEP sur le marché mondial. Selon nos prévisions, la part de l'Iran et de l'Iraq dans l'offre globale des pays membres de l'OPEP connaîtrait une hausse modérée, dans le scénario élevé, mais resterait inchangée dans le scénario bas.

Les pays à "réserves élevées et faible capacité d'absorption" (Arabie saoudite, Koweït, Abu Dhabi et les Émirats arabes unis) ont des réserves de pétrole très importantes et des ressources non découvertes qui pourraient être considérables, mais leurs besoins actuels de revenus sont relativement modestes car leurs populations sont peu nombreuses. Ils peuvent accroître leurs revenus en augmentant leur production, pourvu qu'en agissant de la sorte ils ne font pas baisser le prix mondial du pétrole dans un pourcentage supérieur à l'augmentation de leur production. Ces pays ont intérêt à préserver un marché à long terme pour le pétrole, car ils possèdent les plus vastes réserves au monde et ne gagneraient rien à faire grimper maintenant le prix au point où le pétrole serait exclu des plans d'avenir concernant l'énergie à l'échelle mondiale.

Les pays à "faibles réserves et forte capacité d'absorption" (tels que l'Algérie, le Nigéria, l'Indonésie) ont des besoins de revenus relativement importants et urgents, mais ils ne disposent que d'un faible excédent de capacité de production et, comparativement avec les pays des autres groupes, n'ont que des réserves plutôt limitées de pétrole; il leur est donc très difficile d'accroître leurs revenus en augmentant leur production; ils sont donc contraints de recourir à la hausse des prix.

Si le marché mondial du pétrole était en expansion et si la demande augmentait plus vite que l'offre des pays non membres de l'OPEP, les besoins des pays membres de ces groupes seraient plus aisément satisfaits grâce à l'accroissement de la part de marché, de la production et des prix des pays membres de l'OPEP. Cependant, comme la demande est faible et qu'il est pratiquement impossible d'augmenter les prix à moins d'une chute de la production globale de pétrole, un conflit oppose ceux qui préfèrent une production accrue et des prix plus bas et à ceux qui préfèrent une production moindre et des prix plus élevés.

Ce conflit est exacerbé lorsqu'il revient aux plus grands producteurs - particulièrement l'Arabie saoudite - de réduire leur production afin de défendre des prix mondiaux du pétrole plus élevés qu'ils ne jugent nécessaires par rapport à leurs besoins de revenus ou à l'intérêt qu'ils ont, à long terme, à approvisionner en pétrole un vaste marché mondial. C'est le refus de l'Arabie saoudite de freiner encore une fois sa production face à un marché "engorgé" qui a déclenché l'effondrement des prix en 1986. L'Arabie saoudite a réitéré par la suite sa volonté de ne pas freiner sa production dans le but de maintenir des prix élevés.

Depuis 1986, les prix du brut léger du Moyen-Orient ont oscillé entre 15 à 20 $ US, et plus souvent entre 16 à 18 $ US. Les membres de l'OPEP ont tenu plusieurs réunions, où l'unanimité était loin d'être réalisée, pour prévenir le renouvellement de l'expérience de 1986. Les tentatives d'arriver à un accord entre les pays de l'OPEP et les autres producteurs sur la limitation de la production ont été vaines. L'expérience récente nous montre que des prix bas du pétrole n'ont pas provoqué une augmentation substantielle de la demande de pétrole, l'offre de pétrole des pays non membres de l'OPEP continue d'augmenter et, pour le moment, l'OPEP a réussi à éviter un nouvel effondrement des prix du genre de celui de 1986, mais sa cohésion et son influence n'ont pas été suffisantes pour pousser les prix au-delà de la fourchette de 15 à 18 $ US.

Pour établir nos prévisions de l'offre, nous avons fait des estimations de l'offre potentielle des pays non membres de l'OPEP en retenant différents prix entre 15 et 30 $ US le baril, avec comme point de référence le niveau actuel de l'offre des pays non membres de l'OPEP. La qualité de l'information pouvant servir à l'établissement de nos prévisions est moins que satisfaisante; il en résulte plus d'incertitude dans les prévisions concernant les rapports entre les volumes offerts et les coûts des pays non membres de l'OPEP. L'offre des pays de l'OPEP équivaut à la différence entre la demande globale et l'offre qui émane des pays non membres de l'OPEP que nous présentons dans les tableaux 2-1 et 2-2 pour le scénario bas et le scénario élevé, respectivement.

Nous avons fondé nos prévisions de prix (tableau 2-6) sur l'estimation des coûts marginaux de l'offre de pétrole des pays non membres de l'OPEP, par intervalles de temps, dont l'augmentation est plus rapide dans le scénario élevé que dans le scénario bas, le premier de ces scénarios se caractérisant par une demande plus élevée et une exploitation plus intense des ressources.

Tableau 2-6
Prévisions du prix mondial du pétrole

année	scénario bas	scénario élevé
1986 [a]	16,00	16,00
1988	15,00	20,00
1990	15,00	22,00
1995	16,00	27,00
2000	18,00	30,00
2005	20,00	30,00

Nota: $ US 1987 par baril pour le West Texas Intermediate à Chicago.
[a] chiffres réels.
Source: tableau A2-1 en annexe.

Les prévisions de prix doivent constituer selon nous des profils soutenables qui reflètent les incidences combinées de la croissance de l'économie mondiale sur la demande de pétrole, et des activités de mise en valeur des ressources, à l'échelle internationale, sur l'offre de pétrole.

Si nous comparons le scénario élevé avec le scénario bas, nous remarquons que, dans le scénario élevé, une croissance économique plus vigoureuse entraîne une plus forte demande de pétrole, le recours hâtif à l'offre de pétrole plus coûteuse des pays non membres de l'OPEP, ainsi qu'un accroissement plus rapide de la part de l'OPEP dans le marché du pétrole. Dans ce scénario, le prix plafond est de 30 $ US le baril (en dollars de 1987), parce que nous ne croyons pas qu'un prix supérieur serait soutenable; en effet, d'autres approvisionnements en pétrole et en d'autres formes d'énergie feraient leur apparition sur le marché et la demande réagirait pour empêcher que les prix se tiennent à un niveau nettement supérieur à 30 $ US le baril.

Dans le scénario bas, le prix n'atteint pas 30 $ US le baril parce que, pendant la période des prévisions, la demande cumulative et les conditions de l'offre des pays non membres de l'OPEP ne signalent pas un prix soutenable nettement supérieur à 20 $ US le baril. Dans ce scénario, le prix minimum a été fixé à 15 $ US le baril pour trois raisons :

- ce prix semble constituer, au début de la période des prévisions, un "plancher" approximatif en ce qui concerne le comportement du prix du pétrole , et ce depuis la remontée des prix d'après 1986;

- des prix inférieurs à 15 $ US le baril peuvent n'être pas soutenables en raison de l'effet négatif que ces prix auraient éventuellement sur l'offre des pays non membres de l'OPEP et de l'encouragement modéré qu'ils donneraient à la demande;

- dès que le prix du pétrole atteindrait 15 $ US le baril, le mazout lourd serait, en règle générale, compétitif avec les principaux combustibles qui lui font concurrence, notamment le charbon; il ne serait donc pas rentable pour les producteurs d'offrir davantage de pétrole sur le marché et de laisser les prix poursuivre leur chute: l'accroissement de la demande ne serait pas proportionnelle à la chute des prix, d'où une diminution des revenus totaux provenant du pétrole.

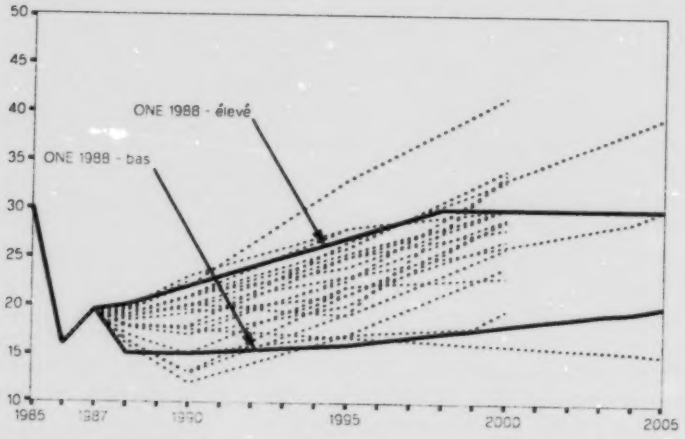
La figure 2-1 présente nos prévisions des prix du pétrole ainsi que la gamme des autres prévisions (lignes en pointillé) que nous avons étudiée. La figure 2-2 compare les prévisions établies pour le présent rapport avec celles du rapport d'octobre 1986, les données de celui-ci étant exprimées en dollars de 1987.

Voici les principales caractéristiques de la prévision de prix bas.

- La demande mondiale de pétrole augmente au taux de 0,3 % par an. La croissance de la de-

Figure 2-1
Comparaison des scénarios de prix mondiaux du pétrole

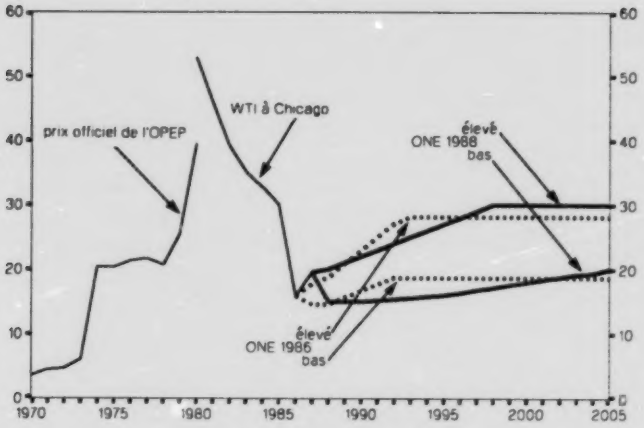
($ US de 1987 le baril)



Source: tableau A2-1 en annexe

Figure 2-2
Prix mondiaux du pétrole

($ US de 1987 le baril)



Source: tableau A2-1 en annexe

mande des pays membres de l'OCDE est positive dans un premier temps, puis négative, alors que la croissance de la demande des pays non membres de l'OCDE est en moyenne de 1,1 % par an environ, entre 1986 et 2005.

- L'offre des pays non membres de l'OPEP baisse beaucoup plus que dans le scénario élevé, parce que les conditions de la demande et le niveau des prix sont moins favorables à des accroissements de l'offre dans ces pays. Cependant, comme la demande est relativement limitée, la production des pays de l'OPEP est aussi nettement inférieure aux niveaux du scénario élevé.

- La part du marché mondial des pays de l'OPEP atteint 50 % environ d'ici à 2000 et 54 % d'ici à 2005. Le profil de la capacité des pays de l'OPEP est semblable à celui du scénario élevé, car les prix ne sont pas suffisamment faibles pour décourager complètement les attentes et réduire à néant la viabilité d'un élargissement de la capacité. Pour élargir leur capacité, les pays se fondent sur des considérations individuelles et ils ne peuvent prédire avec une exactitude parfaite les conditions de l'offre et de la demande internationales ou les prix qui seront pratiqués à long terme.

- Dans ce scénario, l'OPEP ne dispose que d'une faible marge pour gérer le marché international du pétrole, car, si les prix augmentaient, il est très probable que l'offre des pays non membres de l'OPEP augmenterait.

Cette prévision comporte quelques sources d'erreurs éventuelles:

- la croissance de la demande des pays de l'OCDE peut être plus vigoureuse que prévue et exercer des pressions à la hausse sur les prix, à une phase ultérieure de la période des prévisions;

- les prix du pétrole étant faibles, l'offre des pays non membres de l'OPEP peut être moins importante que prévue au début de la période des prévisions, ce qui donnerait aux pays de l'OPEP une part élargie de marché et davantage de latitude pour influer sur le niveau des prix jusqu'à la relance éventuelle de la production de pétrole des pays non membres de l'OPEP;

- par ailleurs, par suite de l'évolution technologique et de l'adaptation de l'industrie à un environnement caractérisé par des prix bas du pétrole, l'offre des pays non membres de l'OPEP peut être plus importante que nous ne le montrons pour toute la période des prévisions, ce qui engendre un profil plus linéaire de prix, qui n'atteint pas le niveau de 20 $ US le baril d'ici à 2005.

Voici les principales caractéristiques de la prévision de prix élevé.

- La demande mondiale de pétrole augmente au rythme de 1,3 % par an entre 1986 et 2005, ce qui reflète un taux de croissance de 0,8 % par an dans les pays de l'OCDE et de 2,7 % par an dans les autres pays à économie non planifiée;

- l'offre des pays non membres de l'OPEP diminue de façon très progressive seulement, parce que la demande et le prix sont encore suffisamment encourageants pour maintenir l'offre à des niveaux proches des niveaux actuels;

- la part de marché des pays de l'OPEP passe de 41 % environ en 1986 à 56 % environ d'ici à 2005; cette part n'atteint donc pas, d'ici la fin de la période des prévisions, son niveau du début des années 70;

- la capacité des pays de l'OPEP augmente progressivement, parce que l'on s'attend à ce que l'Iran et l'Iraq restaurent leur capacité de production; dans tous les pays, les activités d'exploration et de mise en valeur se poursuivent et engendrent des augmentations de la capacité de production; vers la fin des années 90, les pays de l'OPEP atteignent des taux satisfaisants d'utilisation de leur capacité, comparativement aux taux actuels.

Cette prévision du profil des prix comporte quelques sources d'erreurs éventuelles :

- La demande mondiale de pétrole peut s'accroître plus vite que prévu, reflétant très probablement une hausse de la demande des pays non membres de l'OCDE.

- Les prix du pétrole n'atteignent peut-être pas la fourchette de 20 à 22 $ US d'ici à 1990; cela freinerait l'expansion de l'offre des pays non membres de l'OPEP, augmenterait ultérieurement la part de marché des pays de l'OPEP et élargirait la marge dont jouirait l'OPEP pour gérer les prix. Cette suite d'événements pourrait, ultérieurement, mais avec un décalage, accélérer l'expansion de l'offre des pays non membres de l'OPEP.

- Le pétrole des pays non membres de l'OPEP peut s'avérer être moins abondant, et sa mise en valeur moins opportune et plus coûteuse que prévu. Entre 1987 et 2005, notre prévision de prix ne se réalisera que si la production cumulative totale des pays non membres de l'OPEP atteint 166 milliards de barils environ, par rapport à des réserves récupérables estimées de 203 milliards de barils environ.

Tous ces facteurs, pris individuellement ou ensemble, pourraient engendrer un profil de prix plus élevés et soutenables du pétrole pour les années 90, par rapport au profil établi dans nos prévisions.

Nos deux scénarios excluent des chocs pétroliers; les prix du pétrole varient progressivement et ils ne provoquent pas à eux seuls de baisses de l'activité économique. En réalité, il est raisonnable de prévoir que les prix du pétrole fluctueront, par intervalle, de part et d'autre des profils élevés et bas que nous avons dressés.

La progressivité des variations de prix dans nos prévisions risque de dissimuler un problème important : l'instabilité des prix renforce l'incertitude et celle-ci décourage l'investissement, particulièrement si celui-ci doit se fonder sur toute une gamme de résultats possibles pour des projets qui comportent davantage de risques que les investisseurs ne jugent devoir assumer, eu égard à la fourchette des taux de rendement qu'ils désirent obtenir. Il ne serait pas surprenant que des prix très instables pour le pétrole n'entraînent une réduction de l'offre de pétrole des pays non membres de l'OPEP, une réduction du nombre des mégaprojets énergétiques et des prix soutenables plus élevés pour le pétrole que ceux qui sont prévus dans le présent rapport.

Nous n'avons pas essayé d'illustrer l'instabilité des prix, car il serait très difficile de le faire de façon digne de crédibilité pendant la période des prévisions. Par ailleurs, notre objectif principal est d'analyser comment l'offre et la demande canadienne d'énergie changent si l'environnement économique international et le niveau des prix sont proches soit du scénario élevé soit du scénario bas, en supposant une certaine instabilité des prix qui n'engendrerait pas un comportement économique très différent de celui qui est prévu dans nos scénarios. Nous reconnaissons toutefois que l'expérience récente indique qu'il serait raisonnable d'associer aux marchés futurs du pétrole une instabilité considérable des prix.

2.2 Niveau d'activité macroéconomique au Canada

Nos prévisions de l'activité macroéconomique au Canada sont fondées sur deux perspectives internationales décrites à la section 2.1.

Le taux et le caractère de la croissance économique du Canada sont des déterminants importants des quantités et des formes d'énergie dont le Canada aura besoin pendant la période des prévisions. Comme l'énergie sert à la production de biens et de services, il en résulte que la demande d'énergie au Canada sera d'autant plus forte que le taux de croissance de l'économie sera plus élevé. La demande d'énergie est également puissamment influencée par la composition de la croissance de l'économie canadienne. Certaines industries productrices consomment beaucoup plus d'énergie que d'autres. Par exemple, la production de pâtes et papier exige trente fois plus d'énergie par dollar de production que la production des services. L'énergie est aussi un intrant dans la production de biens tels que les matières plastiques et synthétiques, les produits chimiques destinés à l'industrie et à l'agriculture. Ainsi, toute évaluation

de la demande d'énergie au Canada dépend non seulement du taux, mais également de la composition de la croissance de l'économie canadienne.

À long terme, la croissance de l'économie canadienne sera déterminée par les taux d'accroissement de la population active et de la productivité. Ces facteurs déterminent le taux de la croissance potentielle de l'économie.[1]

On connaît avec quelque certitude le taux de croissance de la population active. En multipliant le taux de participation au marché du travail par la population en âge de travailler, on obtient la population active. On accepte généralement que la croissance démographique du Canada ralentira avec la baisse des taux de fertilité. La population qui constituera la base de la population active, ces vingt prochaines années, est déjà déterminée dans une large mesure, bien que des hypothèses relatives à l'immigration nette puissent avoir un impact modeste sur la population globale. L'augmentation du taux de participation des femmes au marché du travail s'est ralentie ces dernières années. Nous prévoyons certes quelques gains continus à l'avenir, mais nous ne nous attendons pas à des taux de croissance aussi élevés que ceux des années 70. Selon nos prévisions fondées sur les tendances des différentes catégories d'âge et de sexe, le taux global de participation se stabilisera autour de 68 %. Dans les deux scénarios, nous prévoyons un taux de croissance de la population active se chiffrant en moyenne à 1 % environ par an entre 1986 et 2005.

Il est plus difficile d'établir des prévisions de la productivité. Pendant les années 60, la production, par habitant, au Canada s'est accrue de presque 3 % par an, mais cette performance a connu une érosion progressive au début des années 70 et le taux d'accroissement annuel est tombé à 0,1 % seulement entre 1973 et 1981. Plus récemment, grâce à la relance qui a fait sortir l'économie de la récession de 1982, le taux moyen de croissance de la production par travailleur était légèrement supérieur à 1,5 % par an.

De nombreuses études ont essayé d'expliquer le ralentissement de la croissance de la productivité dans les années 70, afin de déterminer si les causes de ce phénomène pourraient avoir à l'avenir des incidences à long terme sur l'évolution de la productivité. Toutes les études ont reconnu des causes cycliques (telles qu'une baisse inattendue des ventes, des fluctuations du prix de l'énergie, un faible taux de profit dans l'industrie et le remplacement de l'énergie et du capital par la main-d'oeuvre), mais elles ne permettent nullement d'exclure la possibilité d'une reprise à long terme de la croissance de la productivité.

Si la croissance de la productivité que nous prévoyons est supérieure à celle des années 70 - le taux annuel moyen serait de 1,4 % de 1986 à 2005 dans le scénario élevé et de 1,1 % dans le scénario bas - ces taux sont nettement inférieures à ceux enregistrés dans les années 50 et 60. Une conjoncture internationale plus favorable, dans le scénario élevé, et des investissements plus vigoureux sont les principaux moteurs d'un taux plus élevé de croissance de la productivité, dans le cadre de ce scénario.

Dans le scénario élevé, nous supposons que les États-Unis et le monde industrialisé appliquent en règle générale des politiques qui sont favorables à une économie mondiale ouverte et dynamique et qui permettent à ces économies de tourner presque à fond sans une nouvelle flambée inflationniste. Ce régime économique est propice à une croissance relativement rapide de la productivité. Par ailleurs, nous envisageons dans le scénario bas un monde dans lequel les principales économies industrielles se replient sur des positions plus protectionnistes et restrictives et dans lequel le chômage est relativement élevé. Il y a moins d'investissement, un renouvellement moindre du capital social et la croissance de la productivité reste relativement faible.

Ces différentes prévisions de l'évolution de l'économie mondiale influent grandement sur la croissance de l'économie canadienne, car le Canada possède une économie ouverte. (Nous présentons dans l'encadré un bref aperçu de l'activité économique récente.) Dans ce contexte mondial, la croissance de l'économie canadienne sera déterminée également par des facteurs internes, notamment les politiqes nationales monétaires, budgétaires et structurelles, ainsi que par des structures de type réglementaire et institutionnel qui sont susceptibles d'influer sur la productivité et l'utilisation de la population active.

---

1. Le taux de croissance potentielle est égal approximativement à la somme des taux de croissance de la population active et de la productivité. Il représente le niveau maximal de croissance par rapport à un taux donné de chômage. Cependant, dans une conjoncture internationale favorable, le taux réel de croissance de l'économie canadienne pourrait dépasser le taux potentiel pendant un certain temps, s'il existe des ressources sous-utilisées au sein de l'économie. De même, si la conjoncture internationale n'est pas favorable, le taux de croissance réelle de l'économie canadienne pourrait être inférieur au taux de croissance potentielle, et le pays pourrait connaître une montée du chômage.

Activité économique récente

Pendant les années 60, le produit réel du Canada s'est accru à un taux annuel à peine inférieur à 6 %, proche du taux potentiel, alors que le taux de chômage variait entre 3 % et 5 %. Pendant les années 70, le taux de croissance réel de la production a été en moyenne de 4 %, ce qui est plutôt inférieur au taux potentiel, et le taux de chômage est passé à 7,5 % en 1980. La récession de 1982 a été la plus grave depuis les années 30, et elle a touché tous les pays industrialisés, même si le déclin enregistré au Canada était parmi les plus prononcés. La production réelle a diminué de 4 % en 1982 [1] et particulièrement dans le secteur industriel (forêts, mines, industrie manufacturière et construction) qui a connu une chute de 11 %. La reprise qui a suivi la récession a été inégale selon les secteurs de l'économie. En effet, certains d'entre eux ainsi que certaines catégories de dépenses (surtout les investissements dans des secteurs autres que le secteur résidentiel) ne sont revenues que récemment à leurs niveaux antérieures à la récession, en dépit de cinq années d'une forte croissance globale se chiffrant en moyenne à 4 % par an depuis 1982. La chronologie de la récession ainsi que son intensité ont varié aussi de province à province. Les baisses des prix de l'énergie depuis 1982, et de mauvaises récoltes et des prix bas pour les produits de base expliquent que les trois provinces de l'Ouest sont en retard, en ce qui concerne la reprise de l'économie, par rapport à la région centrale du Canada.

Comme la contraction de la demande pour les exportations canadiennes avait été un facteur important de la récession de 1982, la reprise subséquente de l'économie américaine, et la relance des exportations du Canada ont joué un rôle crucial dans la croissance depuis cette date. La compétitivité du Canada sur les marchés internationaux pendant la dernière décennie peut être attribuée dans une large mesure à la dévaluation du dollar canadien; ce dernier, de parité avec le dollar américain vers le milieu des années 70, a chuté à 0,719 $ US en 1986. Il est remonté par la suite à près de 0,77 $ US vers la fin de 1987. Cette dévaluation compense les augmentations des coûts unitaires de la main-d'oeuvre dans le secteur manufacturier, qui ont été supérieures à celles enregistrées pendant la même période aux États-Unis, en Allemagne et au Japon, permettant ainsi aux exportations canadiennes de rester compétitives en termes de devises étrangères.

1. Nous avons basé toute notre analyse sur des données du PIB exprimées en dollars de 1971, car les données économiques ventilées exigées pour la modélisation de la demande énergétique à l'ONE n'avaient pas encore été publiées en dollars de 1981, au moment où nous faisions cette analyse. L'année 1986 est la dernière pour laquelle nous disposons de données réelles; aussi, en ce qui concerne 1987, toutes nos données touchant l'économie et la demande énergétique sont des estimations. Nous avons commencé à travailler sur les scénarios en mars 1988 et les prévisions de la demande d'énergie ont été terminées en juillet 1988. Il n'a donc pas été possible d'intégrer dans notre analyse les données réelles de 1987.

Passons maintenant à nos prévisions, dans le scénario élevé; le taux de croissance moyen annuel du produit intérieur brut réel du Canada atteint 2,9 % de 1986 à 2005. Un accroissement de la population active de 1 % par an et des gains annuels de productivité de 1,4 % se combinent avec une réduction lente, mais constante, du taux de chômage (de son niveau actuel proche de 8 % à 5 % environ vers la fin de la période des prévisions), dans ce scénario. Les taux d'intérêt réel à court terme sont en moyenne de 4 %; ils baissent à 2,5 % environ vers le milieu des années 90. Le taux d'inflation se situe en moyenne autour de 5 % par an pendant la plus grande partie de la période des prévisions. Le revenu personnel réel disponible s'accroît en moyenne de 2,3 % par an, de 1986 à 2005, soit de 1 % par ménage.

Cette croissance économique est soutenue par la vigueur de la conjoncture extérieure qui accélère l'accroissement des exportations du Canada.[1] Les principaux déter-

1. Dans ce contexte, nous avons supposé que, dans les deux scénarios, le taux de change se maintient à un niveau de 0,78 $ US par dollar canadien. Plusieurs facteurs influent sur les variations du taux de change, depuis les indicateurs tangibles comme la croissance de la production réelle, les soldes des transactions courantes et des comptes publics ainsi que les écarts des taux d'intérêt, jusqu'à des perceptions moins tangibles de la part des commerçants et des investisseurs quant aux perspectives qui s'offrent au pays, dans la gestion de l'économie par le gouvernement et dans les perspectives qui s'offrent au Canada par rapport à d'autres pays. Tout en reconnaissant que certains auraient préféré une monnaie plus solide dans un scénario caractérisé par une plus forte croissance, et tout en admettant que le taux de change exerce un impact très important sur les prix du pétrole canadien, nous n'avons pas essayé d'évaluer les déterminants très divers et souvent contradictoires du taux de change.

minants de la croissance sont les exportations (dont la croissance annuelle est entre 3 % et 3,5 %) et les investissements non résidentiels (4 % par an environ). L'accroissement de la consommation personnelle est freiné pendant la période étudiée, passant de 2,5 % ou 3 % pendant la première moitié de la période des prévisions à 2 % environ pendant la seconde moitié.

Dans le scénario bas, les politiques sont moins favorables à une croissance économique élevée. L'économie mondiale devenant plus protectionniste, la croissance de l'économie canadienne n'est que de 2 % en moyenne entre 1986 et 2005. La productivité augmente moins rapidement que dans le scénario élevé, à un taux à peine supérieur à 1 % par an. La population active augmente, elle aussi, au rythme de 1 % par an. Dans ce scénario, le taux de chômage augmente progressivement et passe à 9,5 % où il se maintient pendant la plus grande partie de la période des prévisions. À l'échelle internationale, la politique monétaire est plus restrictive. Nous supposons dans ce scénario qu'en l'absence de politiques visant à résorber le déficit budgétaire et celui de la balance commerciale, les États-Unis adoptent une politique monétaire restrictive pour contenir les pressions inflationnistes. Les taux d'intérêt réels à court terme du Canada sont de 5 % en moyenne, à court terme, puis baissent à 4,5 %; le taux d'inflation pour l'ensemble de la période des prévisions se situe autour de 4 % en moyenne. Le revenu personnel réel disponible augmente de 1,7 % par an en moyenne et celui des ménages, de 0,4 %. Toutes les catégories de dépenses - dépenses de consommation, investissements et dépenses publiques - ainsi que le solde net des échanges commerciaux augmentent moins rapidement dans le scénario bas.

Un aspect important de nos prévisions macroéconomiques - particulièrement dans la détermination de la demande d'énergie - est la croissance relative des industries des "biens" et des "services". Le secteur industriel, producteur de biens, englobe les forêts, les mines, l'industrie manufacturière et la construction. Dans le cadre du secteur industriel, les industries à plus forte intensité énergétique sont : les mines, les pâtes et papier, le fer et l'acier, la fonte et l'affinage , les industries chimiques, le ciment et les raffineries de pétrole.

Le secteur des services (le secteur commercial) englobe quatre catégories distinctes : le commerce de gros et de détail; les établissements financiers, les assurances et l'immobilier; les services publics et privés et l'administration publique. Pour établir nos prévisions de la demande d'énergie, nous traitons séparément l'agriculture, les services d'utilité publique et les transports, le stockage et les communications.[1]

Durant les quinze dernières années, la part des services dans le produit intérieur brut réel n'a cessé d'augmenter; parallèlement, la part des industries productrices de biens a diminué. Cette évolution est importante pour nos prévisions, car l'utilisation d'énergie par dollar de produit réel dans le secteur industriel est de quatre à cinq fois supérieure à celle du secteur commercial. Toutefois, dans le secteur industriel, un sous-ensemble d'industries à forte consommation d'énergie utilisent à peu près dix fois plus d'énergie par dollar de produit réel que les autres industries. L'évolution prévue des industries à forte consommation d'énergie est donc également importante pour nos prévisions de la demande.

La composition de l'activité économique canadienne évolue différemment selon le scénario que l'on retient. Dans le scénario élevé, la demande mondiale pour nos exportations est relativement forte; ausssi, la croissance est particulièrement vigoureuse dans les industries qui fabriquent des biens durables pour lesquels le Canada jouit d'un avantage comparatif dans le cadre du commerce international. Dans le scénario bas, l'activité économique est déterminée dans une plus large mesure par la demande intérieure.

Nos prévisions de la production industrielle reflètent les prévisions de dépenses par produit, y compris les demandes d'exportations. La part de la production industrielle dans le total du produit intérieur brut réel passe de 29 % en 1986 à 33 % environ en 2005, dans le scénario élevé, et à 31 % dans le scénario bas (tableau 2-7). L'apport à la production globale des industries à forte consommation d'énergie, qui a été de 7,4 % en 1986 serait, en 2005, de 7,1 % dans le scénario bas et de 6,8 % dans le scénario élevé.

---

1. La demande d'énergie de l'agriculture est comprise dans le secteur résidentiel; la demande d'énergie du secteur des transports est étudiée séparément; l'utilisation d'énergie à des fins de stockage et pour les communications est comprise dans le secteur commercial (bien que le PIR ne le soit pas); et la consommation d'énergie par les services d'utilité publique leur est imputée comme utilisation propre. La classification des biens et services est fondée sur les classifications des données de l'ONE sur la demande d'énergie. Notre étude de la performance historique de ces deux secteurs est également fondée sur cette classification.

Tableau 2-7

Répartition du produit intérieur brut (dollars de 1971)

(%)

	1973	1986 [a]	2005 scénario	
			bas	élevé
secteur industriel	35,1	29,1	30,7	32,7
foresterie	0,8	0,6	0,6	0,6
mines	3,9	2,6	2,2	2,4
industrie manufacturière	23,9	20,9	22,6	24,6
construction	6,5	5,0	5,3	5,1
secteur commercial	49,5	54,0	52,2	50,2
autres [b]	15,4	16,9	17,1	17,1

Nota: [a] Estimation.
[b] Inclut l'agriculture, les services publics d'énergie, les transports, l'entreposage et les communications.

Tableau 2-8

Production par secteur (dollars de 1971)

taux annuels moyens de croissance (%)

	1986-1990 scénario		1990-2005 scénario		1986-2005 scénario	
	bas	élevé	bas	élevé	bas	élevé
secteur industriel	1,9	3,5	2,6	3,5	2,5	3,5
foresterie	1,8	2,1	2,1	2,5	2,0	2,4
mines	0,6	2,8	1,5	2,4	1,3	2,5
industrie manufacturière	2,1	3,7	2,7	3,8	2,6	3,8
construction	1,5	3,0	2,8	3,0	2,5	3,0
industries à forte consommation d'énergie [a]	1,8	3,6	2,1	3,2	2,1	3,3
secteur commercial	2,5	2,8	1,8	2,4	2,0	2,5
produit intérieur brut total	2,3	3,1	2,0	2,9	2,2	2,9

Nota: [a] Mines, fonte et affinage, fer et acier, pâtes et papiers, produits chimiques, ciment, raffinage du pétrole.

Dans le secteur industriel, l'industrie manufacturière connaît la plus forte croissance dans les deux scénarios, 2,6 % par an entre 1986 et 2005 dans le scénario bas, et de 3,8 % dans le scénario élevé, alors que dans les deux scénarios, la croissance des industries à forte consommation d'énergie est légèrement plus lente que celle de toutes les industries manufacturières et de l'ensemble du secteur (tableau 2-8). La composition de la demande d'exportation favorise la fabrication des biens durables et, dans une moindre mesure, celle des biens non durables. Parmi les industries à forte intensité énergétique, les pâtes et papier devraient, selon nos prévisions, subir des limitations des ressources qui freineront la croissance de leur production. Les autres grandes industries canadiennes d'exploitation des ressources feront face à la concurrence des pays en développement qui sont en train de développer chez eux le secteur des ressources et de pénétrer les marchés mondiaux.

La production du secteur commercial représente 50 % de la production globale en 2005, dans le scénario élevé, et 52 % dans le scénario bas, comparativement à 54 % en 1986. Sa croissance est moins rapide que celle du secteur industriel, dans les deux scénarios.

L'écart entre les taux de croissance des secteurs industriel et commercial est moins prononcé dans le scénario bas. Cela reflète le fait que la lenteur relative de la croissance économique dans le scénario bas résulte dans une large mesure du moindre taux d'accroissement des exportations et des investissements. Étant donné que c'est la production des biens qui est, en grande partie, à la base de ces éléments du produit

intérieur brut réel, la croissance industrielle est particulièrement sensible à l'environnement économique différent du scénario bas. La base démographique d'une grande partie du secteur des services (la santé et l'éducation), est commune aux deux scénarios.

Dans le secteur commercial, la croissance d'industries individuelles est généralement plus faible que celle de l'ensemble de l'économie de 1986 à 2005, en raison d'un taux relativement faible d'accroissement de la population. Toutefois, en ce qui concerne les services qui sont influencés directement par les tendances qui se manifestent sur le plan démographique, nous prévoyons un taux d'accroissement de la production par habitant supérieur à 1 % par an, dans les deux scénarios.

Les tendances relatives à la production de biens et services, dans le cadre de nos prévisions, sont différentes de celles que l'on a pu observer ces quinze dernières années. Durant cette période, la production de services a augmenté plus rapidement que celle des biens; aussi la part du secteur des services dans la production globale a augmenté (tableau 2-7). Nous passons en revue dans l'encadré, quelques uns des facteurs qui expliquent cette tendance observée dans le passé ainsi que ceux qui, dans nos prévisions, influent sur la croissance.

La distribution régionale de la croissance économique dépend étroitement de la distribution de la croissance nationale entre les biens et les services. Les économies des provinces de l'ouest et de l'est sont relativement plus dépendantes des industries de ressources que ne le sont les provinces centrales dans lesquelles les services et les industries de

Tendances dans la production de biens et de services

Du milieu des années 1960 à 1973, les parts respectives des biens et des services, dans la production globale, ont été relativement stables; mais, on a enregistré depuis 1973 une diminution constante de la part du secteur industriel dans la production globale (tableau 2-7). Au Canada, cette part a chuté de six points de pourcentage environ entre 1973 et 1986, alors que la part du secteur des services a augmenté de 5,5 points de pourcentage environ.

Nous jugeons utile de répartir en deux groupes les industries qui composent le secteur des services ou secteur commercial. Le commerce de gros et de détail, les services financiers, les assurances et l'immobilier fournissent des services qui sont liés à la production et à la consommation de biens et de services dans l'ensemble de l'économie. Toutes ces activités ont connu une croissance supérieure à celle de l'économie globale pendant les quinze dernières années, et elles ont donc augmenté leur part dans la production de ce secteur. Cette période a été marquée par d'importants changements d'ordre social et de modifications de genre de vie, l'apparition de nouveaux services et le recours de plus en plus fréquent aux services qui tendent à remplacer certaines formes d'autoconsommation - par exemple, les repas consommés en dehors de la maison. Ceux qui ont étudié les raisons d'une telle tendance n'ont pas réussi à préciser leurs causes et il est difficile de prévoir si celle-ci se maintiendra.

Les autres composantes de ce secteur sont : la santé et l'éducation, les entreprises privées de service qui comprennent des activités telles que les services de consultants, et l'administration publique. On peut imputer le tiers de la production du secteur commercial à la santé, à l'éducation et à l'administration publique.

Les besoins en matière de services de santé et d'éducation dépendent de la croissance et de la composition de la population. Pendant les vingt dernières années, la production du secteur de la santé s'est accrue moins rapidement que celle de l'ensemble de l'économie, bien que l'on ait enregistré de fortes augmentations des dépenses réelles par habitant. La croissance de la production réelle dans le domaine de l'éducation a excédé largement celle de l'ensemble de l'économie entre 1961 et 1970, car cette période a été caractérisée par des augmentations rapides des admissions à tous les niveaux. Pendant les années 70 et 80, la croissance de la production dans le domaine de l'éducation a diminué considérablement car le nombre des nouvelles admissions continue de baisser aux niveaux élémentaire et secondaire. Ces deux secteurs - la santé et l'éducation - font l'objet de

coupures budgétaires car les gouvernements provinciaux essaient d'équilibrer leurs budgets.

Compte tenu du ralentissement de la croissance démographique, par rapport aux années 1960 et 1970, et des contraintes budgétaires à moyen terme, on peut donc s'attendre à ce que la production dans ces deux secteurs connaisse une progression moins rapide, tout en continuant de s'accroître en termes réels par habitant.

Le taux d'accroissement de la production de l'administration publique qui avait été plus faible que celui de l'ensemble de l'économie de 1961 à 1981, puis supérieur à ce dernier pendant la durée de la récession, se trouve maintenant limitée en raison des inquiétudes que suscitent les déséquilibres des finances publiques. Nous n'y prévoyons aucun changement.

Si nous sommes en mesure d'étudier les tendances dans les secteurs industriel et commercial et de reconnaître les facteurs qui ont contribué à modifier les parts respectives, durant les quinze dernières années, nous ne pouvons pas prévoir de façon formelle si cette tendance à l'accroissement de la part du secteur commercial se maintiendra et dans quelle mesure. Pour élaborer nos prévisions macroéconomiques, nous nous sommes penchés sur les besoins particuliers pour les produits des services publics, notamment en ce qui concerne la santé et l'éducation, et nous avons tenu compte du rôle que jouent les services privés, tels que le commerce de gros et de détail, les services financiers, les assurances, et l'immobilier, pour répondre aux besoins d'une économie en expansion.

Nous avons établi nos prévisions par rapport à des augmentations réelles par habitant de l'ordre de 1 % par an des dépenses au titre des services publics, tels que la santé et l'éducation. Cela reflète la demande continue du public pour des services sans cesse améliorés dans ces domaines, mais aussi l'existence de contraintes financières du côté des gouvernements. La croissance des services privés est proportionnelle à la croissance de l'ensemble de l'activité économique car, en dernière analyse, ces industries fournissent des services qui sont liés à la production et à la consommation de biens, et nous ne détenons aucune preuve formelle nous autorisant à prévoir que la croissance y sera plus rapide que dans les autres secteurs qui en utilisent les produits. Le taux de croissance de l'ensemble du secteur des services est en fait inférieur à celui du secteur industriel parce que la santé, l'éducation et l'administration publique se développent moins rapidement que les services privés qui eux ont un taux de croissance légèrement inférieur à celui du secteur industriel.

transformation jouent un rôle plus important.

L'industrie manufacturière représente un peu plus de 10 % de la production de la région de l'Atlantique; au Manitoba, cette part dépasse à peine 11 %, 5 % en Saskatchewan, 9 % en Alberta et 14 % environ en Colombie-Britannique. Cependant, l'industrie manufacturière, au Québec et en Ontario, représente respectivement plus de 23 % et de 28 % du produit de ces provinces.

Dans le scénario élevé, nous prévoyons un grand nombre de projets énergétiques particuliers et un niveau d'activité plus élevé dans l'ensemble du secteur du pétrole et du gaz, comparativement au scénario bas. L'impact des grands projets énergétiques sur la région dans laquelle ils sont réalisés dépend d'un certains nombres de facteurs importants: les sources d'approvisionnement en matériaux de construction et en équipements (ces biens viennent-ils de la région, d'autres régions du Canada ou de l'extérieur du pays), les sources d'approvisionnement en main-d'oeuvre pour les projets de construction qui, elles, dépendent de la taille de la population active et des compétences nécessaires à la mise en oeuvre du projet.

Certains projets touchant l'énergie peuvent contribuer à une augmentation substantielle du taux de croissance de la province pendant la phase de la construction, particulièrement si les matériaux peuvent être produits dans la province. Cependant, au terme des travaux de construction, la province peut enregistrer une baisse de sa production à la suite de l'arrêt des investissements. Une fois que l'exploitation aura commencé et que de l'énergie sera produite, l'impact dépendra de la main-d'oeuvre em-

ployée dans l'exploitation, ainsi que de la taille et la distribution des flux de revenus et des dépenses afférentes à ces revenus (ou de l'épargne). En ce qui concerne la production de pétrole et de gaz, il est également important de déterminer si d'autres sources, traditionnelles, de production sont en voie d'épuisement et quel est le profil qui en résulte pour la production totale d'énergie.

Nos prévisions pour le secteur industriel, et en particulier la demande de biens manufacturés comparativement à d'autres formes de la production industrielle, se traduisent par une croissance relativement plus forte en Ontario et au Québec dans les deux scénarios, bien que le taux de croissance, dans le scénario élevé, des Prairies et de la Colombie-Britannique soit très proche de celui du Québec (tableau 2-9).

Dans la région de l'Atlantique, la croissance est plus faible que la moyenne nationale dans les deux scénarios, quoique cette région bénéficie, dans le scénario élevé, du développement de Hibernia. Les activités manufacturières de la région sont concentrées dans les secteurs de l'alimentation, des boissons et des pâtes et papier, qui ne nous semblent pas appelés à jouer le rôle de locomotive de la croissance économique globale. Dans le scénario élevé, les secteurs de la construction et des mines sont appelés à bénéficier du projet Hibernia, bien que la production du secteur de la construction retombera aux niveaux ordinaires dès l'achèvement des travaux de construction.

La performance de l'économie du Québec est proche de la moyenne nationale dans l'un et l'autre des scénarios. Le développement continu de l'hydroélectricité dans le scénario élevé et le scénario bas constitue une source majeure d'investissement dans la province, comme par le passé. La production manufacturière du Québec est concentrée dans le domaine des biens non durables pour lesquels, dans nos deux scénarios, la demande n'augmentera pas au même rythme que celle des biens durables. Le secteur minier de la province se comporte bien dans les deux scénarios, son taux moyen de croissance se situant entre deux et 3,5 % par an pendant la période visée par les prévisions. On s'attend toutefois à ce que les contraintes tenant aux ressources qui existent dans le secteur forestier limitent les perspectives en ce qui concerne la forêt et les pâtes et papier; le taux de croissance y serait donc égal ou inférieur à 2 % par an.

L'Ontario est le principal bénéficiaire de la demande de biens durables. L'industrie des véhicules à moteur et des pièces d'automobiles continue d'enregistrer des gains constants par suite du déplacement vers le Canada de la production de constructeurs étrangers. Les métaux primaires - y compris la production de fer et d'acier - et la fabrication métallique contribuent aussi dans les deux scénarios à l'activité économique de l'Ontario, car ils fournissent au secteur manufacturier de cette province les intrants qui lui sont nécessaires. Nous prévoyons, dans les deux scénarios, que la croissance des investissements diminuera dans le moyen terme, compte tenu des taux très élevés de croissance enregistrés récemment à la suite de la réalisation de grands projets dans plusieurs secteurs. Le ralentissement est particulièrement prononcé dans le scénario bas. Bien que le taux de croissance dans la construction résidentielle ait connu récemment des niveaux records et que l'on s'attende à sa diminution, nous prévoyons que cette croissance se maintiendra au même rythme que celle de l'ensemble de l'activité économique en Ontario.

Dans la région des Prairies, le niveau de l'activité économique varie

Tableau 2-9

Production par région (dollars de 1971)

taux annuels moyens du croissance (%)

	1986-1990 scénario		1990-2005 scénario		1986-2005 scénario	
	bas	élevé	bas	élevé	bas	élevé
Atlantique	2,1	2,7	1,7	2,6	1,8	2,6
Québec	3,2	3,5	1,9	2,6	2,2	2,8
Ontario	2,6	3,3	2,4	3,2	2,4	3,2
Manitoba	2,1	2,4	2,0	2,5	2,0	2,5
Saskatchewan	1,4	2,4	2,2	2,9	2,1	2,8
Alberta	-0,3	2,5	2,0	2,7	1,5	2,7
Prairies	0,6	2,5	2,0	2,7	1,7	2,7
Colombie-Britannique et Territoires	2,0	2,2	2,1	2,6	2,1	2,5
Canada	2,3	3,1	2,0	2,9	2,2	2,9

d'une province à l'autre, les écarts reflétant les différences qui existent dans la région en ce qui concerne les moteurs de la croissance. Au Manitoba, le secteur des services représente à peu près 55 % de l'activité de la province, et il est suivi par l'industrie manufacturière, 11,5 % et le secteur des transports, 9 %. En Saskatchewan, le secteur des services représente 44 % de la production globale, suivi par l'agriculture (14 %), l'extraction des ressources et les transports (8 % chacun). En Alberta, les services représentent 47 %, l'extraction des ressources 10 %, les transports 10 % et l'industrie manufacturière 8 %.

Dans le scénario bas, nous prévoyons que l'action conjointe de mauvaises récoltes au début de la période des prévisions, et de prix bas de l'énergie abaissera à moins de 1 % le taux moyen de croissance de la région des Prairies jusqu'en 1990. Dans le scénario élevé, les perspectives sont plus prometteuses car les prix de l'énergie sont plus élevés et l'activité est plus vigoureuse dans les mines et dans l'industrie manufacturière. Pendant la période comprise en 1990 et 2005, le taux de croissance de l'économie dans cette région se rapproche de la moyenne nationale dans les deux scénarios, se chiffrant respectivement à 2 % et à 2,7 % par an dans le scénario bas et dans le scénario élevé.

Bien que nous ayons inclus dans le scénario élevé plusieurs projets énergétiques particuliers (voir les chapitres 6 et 7) qui seront réalisés dans la région des Prairies et dont la construction devrait avoir lieu dans les années 1990, l'économie de la région ne témoigne pas d'une période prolongée de croissance exceptionnelle. On observera pendant plusieurs années une relance de l'activité dans la construction et les mines, particulièrement en Alberta, mais pendant cette période, la production de pétrole brut classique est appelée à baisser et la production résultant de ces nouveaux projets ne sera pas suffisante dans le long terme pour compenser une telle tendance.

En Colombie-Britannique, les services représentent un peu moins de 50 % de la production, l'industrie manufacturière 14 %, les transports 10 %, la construction 5 %, l'extraction des ressources 4 % et les forêts 3 %. Nous prévoyons dans les deux scénarios que les contraintes tenant aux ressources limiteront la croissance dans le secteur forestier et des pâtes et papier. Tenant compte des taux de croissance des autres secteurs de ressources et de la part relativement faible de l'industrie manufacturière en Colombie-Britannique (comparativement à la situation en Ontario et au Québec), nous prévoyons que le taux de croissance de la province sera inférieur à la moyenne nationale. Dans le scénario bas, le produit réel de la Colombie-Britannique augmente au rythme annuel de 2 % entre 1986 et 1990, et de 2,1 % en moyenne de 1990 à 2005. Dans le scénario élevé, la croissance est en moyenne de 2,2 % et de 2,6 %, respectivement.

Bien que nos scénarios élevé et bas recouvrent une gamme relativement large de taux de croissance, nous reconnaissons que chacune de nos prévisions revient à une estimation ponctuelle des variables économiques pertinentes. Nous aurions pu adopter bien des hypothèses différentes qui auraient pu élargir l'éventail des taux de croissance ou modifier la composition de l'activité, tout en agissant différemment sur la demande d'énergie.

Il existe également d'autres modalités selon lesquelles les taux de croissance globale - tels qu'établis dans nos scénarios élevé et bas - pourraient être atteints : par exemple, un ensemble différent d'hypothèses relatives aux politiques qui seraient adoptées au Canada et à l'étranger pourrait conduire à une autre composition de la masse des biens et des services produits. De même, des changements apportés aux politiques gouvernementales nationales et internationales relatives à l'utilisation de l'énergie - comme il est mentionné dans notre introduction au chapitre 4 - pourraient exercer des impacts considérables sur l'utilisation de l'énergie, le rôle de l'énergie dans l'économie et le profil de la croissance économique. Nous étudions au chapitre 4 quelques-unes des incidences sur la demande d'énergie des hypothèses de rechange concernant l'activité économique.

Comme dans le cas des prix mondiaux du pétrole, nos prévisions relatives à la croissance économique visent à dégager des tendances soutenables dans chacun des scénarios retenus. Nous n'avons pas essayé d'établir des estimations concernant les cycles économiques. Nous reconnaissons que les taux de croissance varieront probablement de part et d'autre des profiles de nos prévisions; cependant, notre objectif est plutôt d'estimer les implications à plus long terme pour la demande d'énergie de taux de croissance à long terme plus élevés ou plus bas de l'activité économique.

Chapitre 3

Prix du gaz naturel et de l'électricité

Le présent chapitre décrit comment nous avons déterminé les prix du gaz naturel et de l'électricité.

3.1 Prix du gaz naturel

Entre 1975 et 1986, le prix du gaz naturel au Canada était réglementé. Le pétrole et le gaz naturel étant relativement interchangeables dans de nombreuses utilisations finales, les prix du gaz naturel étaient fixés en pourcentage des prix du pétrole au point de livraison à Toronto. Ce pourcentage fluctuait selon les intentions politiques et l'évolution du marché de l'énergie. Par exemple, au début des années 80, la substitution du gaz au pétrole a été encouragée alors que le pourcentage était relativement peu élevé. Ainsi, étant donné le prix du pétrole et le rapport préétabli entre les prix du gaz et du pétrole, le prix du gaz se trouvait automatiquement fixé.

L'Entente sur les marchés et sur les prix du gaz naturel d'octobre 1985[1] a ramené la négociation des prix du gaz naturel.

Nous avons rédigé le rapport d'octobre 1986 au moment de l'adoption de la nouvelle orientation, et nous avons retenu comme hypothèse de travail qu'un rapport fixe entre le prix du gaz naturel et celui du pétrole se maintiendrait. Comme nous l'avons mentionné dans le chapitre 1, nous avons constaté qu'un tel rapport occasionnait des problèmes d'ajustement dans les marchés du gaz naturel. Le pétrole est, en général, la source de remplacement la plus proche du gaz naturel. Toutefois, le prix du pétrole est déterminé par des facteurs d'offre et de demande internationales qui échappent au contrôle du Canada, alors que le prix du gaz naturel au Canada découle forcément de la demande de gaz canadien (intérieure et à l'exportation) et des coûts marginaux associés à son exploitation et à sa distribution.

Si les prix du gaz et du pétrole sont liés, le prix du pétrole - et donc celui du gaz - ne sera pas nécessairement assez bas pour diminuer l'offre de gaz et accroître la demande en gaz lorsque le marché est engorgé, pas plus qu'il ne sera nécessairement assez élevé pour dédommager les producteurs pour les coûts de remplacement du gaz naturel lorsque les marchés ne sont plus engorgés par des réserves de gaz naturel relativement peu coûteuses. Avec un rapport fixe entre le prix du gaz et celui du pétrole et des conditions de prix de pétrole élevés, nous avons constaté que les marchés du gaz naturel demeuraient engorgés pendant une période déraisonnablement longue. Par contre, dans des conditions où les prix du pétrole sont bas, la demande de gaz à la fin des années 90 est supérieure à l'offre disponible à ces prix. Dans le rapport d'octobre 1986, nous avons mentionné que cette situation ne pouvait se poursuivre et qu'un nouvel ajustement du marché devait s'opérer.

Dans le présent rapport, nous poursuivons cette démarche d'ajustement qui exige que nous ne supposions plus *a priori* de lien entre les prix du gaz et du pétrole. Comme c'est le cas avec d'autres biens et services, le prix du gaz naturel est plutôt déterminé par les conditions de l'offre et de la demande de gaz. Ces conditions engendrent un profil de prix pour le gaz qui se démarque de celui du pétrole. Cela ne revient pas à dire que le prix du pétrole n'a aucune influence sur celui du gaz: la concurrence qu'exerce le pétrole sur le marché où une forme d'énergie peut être substitué à l'autre est un des grands facteurs qui influent sur la demande de gaz. Cela étant posé, un profil de prix du gaz naturel viable doit aboutir à un équilibre entre l'offre et la demande (intérieures et à l'exportation) de gaz à long terme.

Pour les premières années de nos prévisions, cet équilibre ne s'établira pas en raison de la capacité de production excédentaire dont la résorption exigera un certain temps, même si les prix sont relativement bas et si la demande sur les marchés intérieur et à l'exportation est élevée.

Les exportations sont un facteur important dans la détermination du

1. *Entente entre les gouvernements du Canada, de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan sur les marchés et les prix du gaz naturel*, 31 octobre 1985.

prix du gaz naturel, car près d'un tiers de la production canadienne est destiné à l'exportation. Comme nous l'avons expliqué dans le chapitre 1, compte tenu de l'orientation fondamentale selon laquelle les marchés devraient déterminer la répartition des ressources, sous réserve qu'ils obéissent aux règles de la concurrence, nous estimons ce que pourraient être les volumes d'exportation de gaz naturel dans une situation de marché, pendant la période d'étude, en calculant les niveaux d'exportation de gaz que le marché américain peut absorber et qui donnent alors lieu à des prix canadiens pour lesquels l'offre et la demande de gaz canadien s'équilibrent approximativement.

Dans les paragraphes suivants, nous décrivons les principaux facteurs de l'offre et de la demande qui sont déterminants dans l'établissement du prix du gaz naturel. Côté offre, ces facteurs comprennent le caractère "épuisable" de la ressource, ses coûts marginaux croissants de production en regard des additions cumulatives aux réserves, les frais d'utilisation et, enfin, les frais de transport et de distribution. Côté demande, les principaux facteurs comprennent la réaction des consommateurs aux fluctuations des prix du gaz et des combustibles de remplacement (économie d'énergie et substitution), les exigences de service (p. ex., service garanti plutôt qu'interruptible, sécurité d'approvisionnement à long terme plutôt qu'à court terme) ainsi que les exportations de gaz.

Nous aborderons ces différents facteurs en commençant par l'offre à la tête du puits et en poursuivant par le transport, puis par une analyse de la demande. Nous décrirons ensuite certains facteurs institutionnels et commerciaux, actuellement présents sur le marché du gaz et dont il faut tenir compte dans les prévisions de prix. Nous terminerons par la présentation de nos scénarios bas et élevé et nous verrons comment nous avons traité ces facteurs institutionnels, d'offre et de demande, dans les conditions particulières à chaque scénario de prix du pétrole.

Principaux facteurs d'offre influençant le prix[1]

- Le gaz naturel est une ressource épuisable. Au fur et à mesure que les réserves cumulatives et que la production s'accroissent, les nouvelles découvertes et l'exploitation sont plus coûteuses par unité de production, car l'activité de forage par unité de gaz découverte ne cesse de croître; les gisements découverts risquent d'être moins facilement accessibles ou plus difficiles à exploiter. Dès lors, les coûts de remplacement du gaz s'accroissent au rythme de la consommation cumulative. Les progrès technologiques réalisés dans l'exploration, l'exploitation et la production peuvent toutefois infléchir le rythme d'accroissement des coûts. L'augmentation du coût réel comporte la conséquence suivante: à long terme, l'offre marginale exige une augmentation suffisante des prix afin de permettre un recouvrement des coûts marginaux correspondant à cette offre, y compris le taux de rendement des producteurs, par rapport aux capitaux investis dans l'exploration, l'exploitation, la constitution de stocks et la production.

- Outre les coûts directs d'exploration, d'exploitation, de constitution de stocks et de production que doit assumer le producteur, il est un autre élément de la valeur actuelle du gaz naturel qui est particulier aux ressources naturelles épuisables. Celui-ci est couramment connu sous le nom de "frais d'utilisation". Ces frais sont dûs à deux facteurs. Tout d'abord, la ressource constitue une richesse pour celui qui la possède, si bien qu'à toute consommation de cette ressource correspond une diminution de la richesse et que, toutes choses étant égales par ailleurs, les revenus futurs éventuels associés à cette ressource sont dès lors diminués. Deuxièmement, la valeur future de la ressource peut être supérieure à sa valeur actuelle; cette valeur future est déterminée soit par le coût du gaz dans l'avenir, soit par le prix futur de son combustible de remplacement le plus économique, selon le moins élevé des deux.

  La ressource peut être mise sur le marché sans attendre, ou elle peut être conservée dans le sous-sol jusqu'à une date ultérieure. Le propriétaire de la ressource désire obtenir la pleine valeur économique actuelle de la ressource, en tenant compte de son caractère épuisable et de sa valeur future. À tout moment,

1. Le prix du gaz naturel peut être mesuré à différents points:
   (i) le prix au gisement après traitement: prix du gaz avant son acheminement par gazoducs (réseaux intraprovinciaux inclus). Nous avons inclus les redevances à cette étape.
   (ii) le prix de gros ou le prix au point de livraison: prix à la tête du puits augmenté des frais de transport jusqu'au point de réception par le distributeur local, avant distribution aux consommateurs.
   iii) le prix de détail: prix de gros augmenté des frais de distribution locale.

   La distinction entre le "prix du gaz" et le "prix de gros ou de détail" réside dans le fait que le premier ne concerne que le produit - le gaz naturel commercialisable - alors que le dernier englobe les frais de livraison.

les "frais d'utilisation" correspondent à la différence, dans la valeur actualisée de la ressource, entre le fait de vendre la prochaine unité de gaz dans l'avenir plutôt que de la vendre tout de suite. C'est un élément qui ne peut être négligé dans le calcul du prix actuel du gaz, car il dédommage le propriétaire de la ressource pour le fait qu'il vend le gaz aujourd'hui plutôt que de le laisser dans le sous-sol en attendant que sa valeur augmente. Au Canada, les grands propriétaires de ressources naturelles sont les gouvernements provinciaux.

Comme on peut raisonnablement s'attendre à ce que les propriétaires de ressources (c.-à-d. les provinces) désirent récupérer les frais d'utilisation sous la forme de redevances, nous avons retenu, dans nos calculs, les frais d'utilisation en lieu et place des redevances. Le coût d'utilisation est distinct des taux de rendement qu'obtiennent les producteurs sur le capital employé dans l'offre de gaz, et il vient s'y ajouter.

- Les provinces productrices réglementent l'acheminement de gaz hors de leur territoire. Pour elles, le prix du gaz est important parce qu'il a une incidence sur les redevances qu'elles peuvent obtenir, sur les paiements des terres et sur les autres revenus provinciaux. Sans aller jusqu'à exercer un contrôle sur les prix du gaz, elles peuvent fixer les redevances à des taux qui inciteront ou non les producteurs à vendre du gaz, selon le prix qu'ils parviendront à négocier avec leurs clients.

- L'acheminement du gaz naturel du producteur au consommateur se fait par des gazoducs et canalisations: le gaz est recuilli à la tête du puits et expédié aux distributeurs locaux, puis aux clients ultimes. Au Canada, les infrastructures de transport sont des monopoles réglementés. La réglementation des droits est généralement fondée sur le coût de service et ces coûts constituent une part importante du prix du gaz livré. Plus le volume de gaz pouvant être acheminé dans un réseau de taille donnée est important, plus le coût unitaire de transport est faible. Compte tenu du fait que le coût de transport entre la tête du puits et l'utilisateur ultime est important, une variation relativement faible des prix de détail du gaz, en pourcentage, peut se traduire par des variations, en pourcentage, beaucoup plus importantes à la tête du puits. Même si, à l'heure actuelle, les prix du gaz varient largement selon les conditions du marché, les frais de livraison sont relativement stables.

Principaux facteurs de demande influant sur les prix du gaz et la taille du marché du gaz

- La nature et la portée de la substitution possible d'un combustible à un autre constituent des facteurs qui déterminent le prix et la taille du marché du gaz.

- La possibilité de passer du gaz naturel à d'autres combustibles et vice versa, et l'incitation de le faire, varient selon les différents utilisateurs ultimes. La plupart des consommateurs résidentiels de gaz pourraient passer au mazout léger ou à l'électricité pour assurer le chauffage de l'eau et du domicile, si ce n'est que la substitution d'un combustible à l'autre nécessite un rééquipement. La même remarque est valable pour certains immeubles commerciaux et certains établissements; d'autres, par contre, ont la possibilité de passer du gaz au mazout, ou inversément, moyennant un coût relativement faible. Certaines industries doivent se servir du gaz naturel dans leurs procédés de production, mais un grand nombre sont aptes, sans trop de difficultés, à passer au mazout lourd pour le chauffage et la production de vapeur.

- Dans le secteur de marché où le passage du mazout lourd au gaz, ou vice versa, peut se faire sans difficulté, le gaz est remplacé lorsque son prix dépasse légèrement le prix du mazout lourd. Dans les autres secteurs de marché, par contre, le prix du gaz devrait dépasser celui du mazout léger (plus coûteux) ou de l'électricité, avant qu'il y ait substitution. Si la capacité de substitution n'existe pas déjà, la mesure dans laquelle le prix du gaz doit dépasser le prix du combustible concurrent avant d'inciter à la substitution diffère alors d'un usager à l'autre, selon le coût qu'implique la substitution et le délai de récupération de l'investissement dans la conversion.

- Plus la partie de marché pouvant facilement passer d'un combustible à l'autre est importante, moins il est nécessaire de modifier le prix du gaz pour rééquilibrer l'offre et la demande quand les conditions du marché changent. Par exemple, advenant que les conditions de l'offre se détériorent au point de pousser les prix du gaz à la hausse, plus le marché sera prêt à substituer du mazout lourd au gaz, par exemple, - en réponse à une différence de prix relativement faible entre les deux - plus faible sera l'augmentation du prix du

gaz nécessaire pour faire passer un volume donné de gaz d'une valeur d'utilisation inférieure à une valeur d'utilisation supérieure, et plus faible sera la fluctuation de prix à laquelle on assistera à un rééquilibrage du marché en fonction d'un approvisionnement plus restreint.

- La capacité de substitution d'un combustible à l'autre n'est pas statique. Même si cette substitution est relativement coûteuse, plus on permet à un changement de s'étaler dans le temps et plus grande et durable est l'incitation économique à effectuer ce changement, plus importantes sont les possibilités de substitution entre le gaz et les autres combustibles.

- Lorsque le prix du pétrole est faible ou à la baisse, on constate l'apparition d'un point en-dessous duquel une diminution des prix du gaz ne stimule que très peu la demande: les besoins en chauffage des consommateurs plafonnent, les combustibles de remplacement ne sont déjà pas intéressants ou la différence qui sépare leur prix de celui du gaz naturel est déjà suffisamment importante pour favoriser la majorité des conversions qui peuvent s'avérer économiques sur une période raisonnable.

- Chaque unité de gaz peut fournir la même quantité de chaleur, mais les modalités de service exigées par les clients peuvent être différentes; en outre, on constate l'existence de coûts qui peuvent être différents selon les genres de services offerts. Par exemple, les clients qui désirent, dès à présent, obtenir des garanties fermes quant à l'approvisionnement en gaz dans un avenir lointain peuvent imposer aux producteurs des coûts d'exploration et de constitution de stocks supérieurs à ce que ne le feraient des clients n'exigeant pas de telles garanties. Ce genre de situation peut se traduire par des différences dans le prix du gaz. Les clients dont la consommation de gaz est saisonnière imposent, pour l'acheminement par gazoducs et réseaux de distribution, des coûts unitaires supérieurs par rapport aux clients dont la demande est constante durant toute l'année. Cette situation se répercute sur les coûts d'expédition. Il est possible, dans une certaine mesure, de contrer ces différences de coûts dans la production et le transport en assortissant toute une gamme de besoins en service dans les contrats de production et de transport. Toutefois, suivant qu'il s'agisse, par exemple, de clients résidentiels ou de gros clients industriels, les tarifs de distribution sont très différents car les coûts de service associés à l'un et à l'autre sont nettement distincts.

- Au fil du temps, les exportations influent sur le profil des prix du gaz canadien car, toutes autres choses étant égales, plus les exportations sont élevées, plus les pressions sur l'offre le sont et plus vite le coût de l'offre de gaz augmente. Compte tenu de la politique de commerce actuelle axée sur le marché, il convient d'envisager les exportations de gaz dans une perspective de marché. Nous considérons donc les marchés nord-américains du gaz comme étant un ensemble de régions interreliées, productrices et consommatrices de gaz. Le gaz passe d'une région à l'autre d'une façon qui minimise les coûts pour les consommateurs et optimise les revenus des producteurs, en fonction des coûts relatifs d'approvisionnement et de transport entre les sources de remplacement et les clients. C'est ce processus qui détermine les exportations. Il est abordé plus en détail à la section 6.5, dans laquelle nous verrons les prévisions d'exportation qui correspondent aux prix décrits ici.

- Les principales restrictions limitant les exportations sont les suivantes: la capacité pipelinière (qui peut être accrue, mais moyennant un certain coût), la concurrence exercée par les approvisionnements de gaz et de pétrole sur le marché américain et, plus important encore, l'exigence que la demande globale en gaz canadien, sur le marché intérieur et à l'exportation, ne pousse pas les prix de gros du gaz canadien au-delà des prix américains comparables. Le cas échéant, le gaz canadien ne serait plus concurrentiel par rapport au gaz américain et les exportations chuteraient à un niveau tel que les prix intérieurs et les exportations seraient en équilibre par rapport à la demande canadienne, à l'offre et aux conditions du marché américain.

- Les prix du gaz naturel offerts sur le marché de l'exportation ne détermineront pas nécessairement les prix du gaz naturel au Canada, mais ils ne manqueront pas de les influencer. S'il n'y avait aucune contrainte commerciale, lorsque le gaz américain est moins cher que le gaz canadien, les consommateurs canadiens exerceraient des pressions à la baisse sur les prix du gaz canadien jusqu'à ce que ceux-ci soient concurrentiels par rapport aux prix du gaz importé; dans la situation contraire, si les prix américains sont supérieurs

aux prix canadiens, les producteurs offriraient leur gaz sur les marchés des États-Unis, à moins que les consommateurs canadiens soient disposés à compenser l'écart positif réalisé par les ventes aux États-Unis. Cependant, plusieurs facteurs peuvent s'opposer à ce processus d'égalisation parfaite des prix entre les deux pays. Premièrement, les contraintes relatives aux gazoducs et la rigidité des contrats peuvent empêcher que des volumes suffisants passent d'un marché à l'autre pour permettre un réalignement complet des prix. Deuxièmement, lorsque les exportations canadiennes poussent les prix à la hausse, les prix les plus élevés que les consommateurs canadiens sont disposés à payer peuvent être inférieure à ceux que paieraient les consommateurs américains si les coûts des combustibles de remplacement étaient moins élevés au Canada que sur les marchés concurrents américains; lorsque les importations provoquent une baisse de prix, les prix les plus faibles que les producteurs canadiens peuvent en définitive accepter d'exiger doivent leur permettre de recouvrer au moins le coût de remplacement du gaz et les frais d'utilisation. Ces coûts pourraient d'ailleurs être provisoirement supérieurs aux prix offerts sur le marché américain. Troisièmement, des modalités de service différentes peuvent entraîner des différences dans les coûts et les prix. Les combinaisons de services peuvent différer suivant qu'il s'agit de ventes dans le pays ou à l'exportation. (Il est donc important, lorsqu'on se livre à des comparaisons de prix, de comparer les arrangements de service qui ont des effets similaires au niveau des coûts.)

Conditions actuelles des marchés

Lorsque nous avons arrêté notre démarche relativement au comportement des prix du gaz, nous avons dû tenir compte d'un certain nombre de facteurs qui caractérisent actuellement le marché du gaz canadien.

- Sur une base annuelle, on constate que la capacité de production est excédentaire par rapport à la demande, tant au Canada qu'aux États-Unis. Il est peu probable que l'excédent canadien soit éliminé avant le début des années 90 et l'on ne sait vraiment pas quand l'excédent américain sera érodé. Cet excédent exerce des pressions à la baisse sur les prix et retarde le moment où les additions aux réserves seront nécessaires.

- L'excédent ne signifie pas que le prix du gaz à la tête du puits sera ramené, par le jeu de la concurrence, au niveau actuel du coût de production à partier des réserves raccordées, lequel doit se situer actuellement à environ 0,60 ou 0,70 $ CAN le gigajoule: tout d'abord, la valeur future du gaz justifie l'imposition de "frais d'utilisation" par les propriétaires de la ressource; deuxièmement, les producteurs désirent recouvrer ce qu'ils peuvent des coûts en capital qu'ils ont précédemment engagés; troisièmement, dans le cas du gaz de l'Alberta, il faut acquitter des frais d'intérêt aux termes des dispositions de paiement obligatoire; enfin, comme nous l'avons vu, il y a un prix plancher en-dessous duquel toute autre diminution de prix n'aurait vraiment aucun effet sur la demande. Les provinces productrices peuvent modifier les modalités d'acheminement du gaz hors de leur territoire, compte tenu du pouvoir qui leur est conféré relativement aux permis d'acheminement et aux redevances.

- Au cours des deux dernières années, les principaux contrats "d'approvisionnement en gaz du système" conclus entre TransCanada PipeLines (TransCanada) et les distributeurs dans le Centre et l'Est du Canada ont prévu différents rabais pour différentes catégories de clients par rapport à un prix de référence du gaz à la frontière de l'Alberta. Cette pratique donne lieu à des prix de détail du gaz très différents pour les clients résidentiels, d'une part, et pour certains clients industriels, d'autre part. Par exemple, les rabais consentis aux clients résidentiels de l'Ontario sont de l'ordre de 0,40 $ CAN le gigajoule alors que ceux accordés à certaines industries dépassent 1 $ CAN le gigajoule, et ce par rapport à un prix de référence de 2,79 $ CAN le gigajoule à la frontière de l'Alberta.

- Cette pratique, également appelée "différenciation des prix", a pu être maintenue parce qu'une forte partie des approvisionnements destinés aux distributeurs du Centre et de l'Est du Canada fait l'objet de contrats conclus avec TransCanada. Cette différenciation a contribué à préserver la taille du marché du gaz et à freiner la chute des rentrées nettes des producteurs à une époque où les prix du pétrole ont été bas. Les clients résidentiels continuent de payer moins pour le gaz que pour le mazout léger ou pour l'électricité pour une même utilisation. Compte tenu des rabais importants consentis aux clients industriels, les rentrées moyennes par unité, réalisées par le producteur pour tout

le gaz vendu, sont inférieures aux coûts marginaux du gaz (coûts de remplacement), calculés à la figure 6-4 de la section 6.3, mais supérieures au coût de production des réserves existantes.

La différenciation des rabais soulève la question à savoir: est-ce que différents clients devraient payer des prix différents pour un même produit? La différenciation est intervenue au cours des deux dernières années où le prix du gaz naturel a été négocié et, dans notre analyse, la question a été de savoir si nous devions supposer que cette pratique serait maintenue. Notre démarche est différente dans les scénarios bas et élevé.

- La différenciation a des effets compensateurs sur le marché du gaz moins apte à la substitution. Par rapport à un besoin donné en revenus tirés des ventes en gros, par unité, réparti sur l'ensemble des utilisateurs, quand les clients aptes à la substitution paient leur gaz moins cher que le prix moyen, on constate avant tout que les clients moins aptes à la substitution (les clients plus captifs) doivent payer plus que la moyenne.

Toutefois, si la différenciation a pour principal effet d'empêcher les clients aptes à la substitution de délaisser le marché du gaz, elle a également un effet secondaire favorable sur les clients plus captifs, car elle stabilise leurs frais de transport et de distribution. Cela tient au fait que les besoins en revenus totaux au titre du transport et de la distribution sont à peu près les mêmes, sans égard au volume des ventes de gaz (compte tenu du recouvrement réglementé des coûts associés à la base tarifaire historiques); par conséquent, moins le volume des ventes est élevé, plus les frais exigés des clients restants, par gigajoule de gaz, sont élevés. Une question intéressante sur laquelle nous nous sommes penchés est la mesure dans laquelle, en l'absence de différenciation des prix, les clients plus captifs devraient payer plus ou moins pour leur gaz livré. Nous avons constaté que cela dépend de l'importance relative des effets primaires et secondaires susmentionnés.

Méthode de détermination des profils de prix du gaz naturel

Pour déterminer les prix du gaz, nous utilisons les analyses des facteurs d'offre et de demande, traités précédemment, afin de calculer les profils de prix permettant d'équilibrer à peu près la demande (intérieure et à l'exportation) et l'offre, pour chaque année de la période d'étude. À cette fin, nous nous servons de quatre modèles : les modèles de demande énergétique, de productibilité du gaz et d'établissement des coûts de l'offre de l'ONE, et le modèle "North American Regional Gas Model"[1] (modèle régional nord-américain du gaz) qui sert à calculer la demande d'exportation. Nous avons utilisé tous ces modèles afin de parvenir à des prévisions relativement équilibrées de l'offre, de la consommation intérieure, des exportations et des prix, pour la période d'étude.

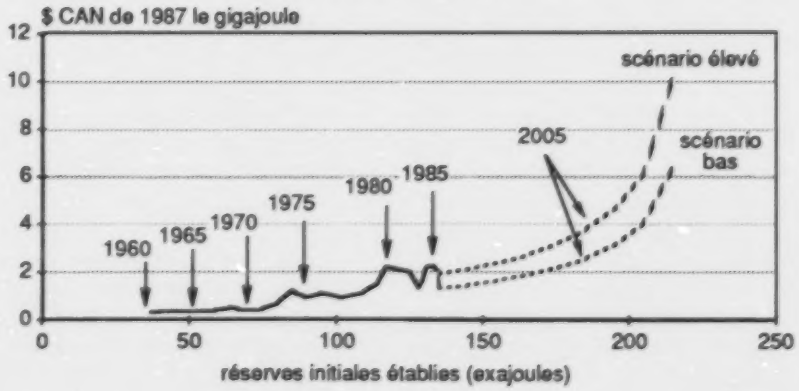
La figure 3-1 présente les courbes de l'offre de gaz naturel canadien, soit la quantité de gaz pouvant être offerte suivant différents niveaux de coûts marginaux à la tête du puits, dans chaque scénario. La section 6.3 comporte une analyse détaillée de la façon dont ces courbes ont été élaborées. Le coût de l'offre est plus faible dans le scénario bas que dans le scénario élevé, pour les raisons que nous abordons ci-après, dans notre scénario bas.

Nous entamons le processus de détermination du prix par une prévision préliminaire de la demande primaire canadienne de gaz naturel, une prévision de prix correspondante et une prévision prélimi-

1. Propriété de Decision Focus Inc., Los Altos, Californie

Figure 3-1

Coûts directs nets marginaux du gaz naturel



naire des exportations élaborée d'après le modèle régional nord-américain du gaz. La somme de ces différentes demandes est ensuite introduite dans le modèle d'établissement des coûts de l'offre qui permet de calculer les taux annuels d'additions aux réserves, les capacités de production et les coûts de l'offre par gigajoule qui en découlent pour satisfaire cette demande, à partir des courbes de l'offre de la figure 3-1. En ajoutant les frais de transport et de distribution régionale aux coûts de l'offre à la tête du puits, on parvient à un ensemble de prix régionaux au titre de l'utilisation finale, qui diffèrent des prix de détail sous-tendant la prévision préliminaire de la demande. Disons qu'ils sont plus élevés.

Ces prix plus élevés sont ensuite introduits dans le modèle de demande, d'où découle une nouvelle prévision de demande inférieure. La demande réduite est introduite dans le modèle d'offre grâce auquel on peut ensuite calculer un profil de coût réduit, par rapport au profil précédent basé sur une demande plus élevée

Après plusieurs itérations de ce genre, toutes itérations additionnelles ne donnent lieu qu'à un très faible mouvement de la demande, des coûts et du prix, ce qui signifie que le marché est à peu près en équilibre. Le nouveau profil de la demande canadienne est introduit dans le modèle d'exportation qui permet de calculer le niveau d'exportation concurrentiel aux États-Unis en tenant compte des conditions canadiennes de l'offre et de la demande.

Les profils de prix du gaz à la tête du puits, calculés par le biais de cette méthode, apparaissent au tableau 3-1 et à la figure 3-2. Les profils de prix diffèrent entre les scénarios bas et élevé, car les conditions de l'offre et de la demande sont différentes, comme nous allons le voir tout de suite. Les prix ne satisfont pas aux coûts de remplacement du gaz dans les premières années de la période d'étude en raison de l'excédent de capacité de production. Face à un excédent important de capacité de production, le marché du gaz ne s'équilibre qu'au bout de plusieurs années car, même lorsque les prix sont plus bas, la demande n'augmente pas et les additions aux réserves ne diminuent pas assez vite pour résorber l'excédent à court terme.

Tableau 3-1

Prix du gaz naturel au gisement après traitement, en Alberta

($ CAN 1987 le gigajoule)

	scénario bas	scénario élevé
1986	2,11	2,11
1987	1,55	1,55
1990	1,58	1,68
1995	2,05	2,75
2000	2,60	3,61
2005	3,32	4,62

Parce que le marché ne s'équilibre pas au cours des premières années de la prévision et que d'autres facteurs (abordés précédemment) empêchent la chute du prix du gaz au niveau du coût variable de production, nous avons dû faire preuve de discernement lorsque nous avons élaboré une prévision des prix applicable aux premières années de la période d'étude. Les principaux facteurs que nous avons utilisés dans le calcul de ces prix sont les suivants:

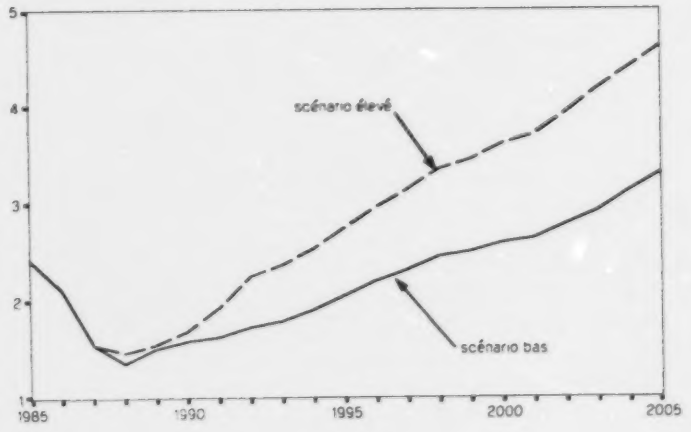
i) les prix devraient permettre de recouvrer les coûts de production, les frais d'utilisation, les obligations de paiement obligatoire, ainsi que les frais de transport et de distribution;

ii) la différenciation des prix d'un secteur de consommation à l'autre devrait être réduite jusqu'au point où les prix reflètent seulement les différences

Figure 3-2

Prix du gaz naturel au gisement après traitement - scénarios élevé et bas

($ CAN de 1987 le gigajoule)



de coûts réels des divers services offerts;

iii) si la réduction de la différenciation et le maintien des besoins en revenu par unité énoncées en (i) ci-dessus devaient donner lieu à un prix du gaz qui ne soit pas concurrentiel par rapport à celui du pétrole dans le marché apte à la substitution, nous supposons qu'un certain effort serait déployé en vue de maintenir la différentiation, dans la mesure où cette pratique n'amène pas les clients plus captifs à payer un prix supérieur à celui dont ils devraient s'acquitter sans différenciation;

iv) le prix du pétrole est un élément déterminant de l'incitation à différentier les prix du gaz, car le pétrole est le principal concurrent du gaz dans le marché apte à la substitution. Par conséquent, même si le prix du pétrole ne détermine pas le prix du gaz, il l'influence et nous devons prendre en considération l'effet du prix du pétrole dans la détermination des prix du gaz naturel.

Prix du gaz dans le scénario élevé

Nous ne savons pas ce qu'il adviendra des contrats conclus entre TransCanada et les principaux distributeurs à l'est de la Saskatchewan pour les années du gaz 1988-1989 et ultérieures. Par conséquent, pour les premières années de la période d'étude, nous avons calculé les prix du gaz en nous fondant sur les postulats suivants:

- il est raisonnable d'entamer la prévision en nous fondant sur les contrats et les prix actuellement en vigueur, lesquels comportent un élément de différenciation, et où les prix du gaz naturel sont inférieurs au prix du mazout lourd dans le secteur industriel (exception faite du Québec), et inférieurs aux prix de combustibles concurrents dans les autres secteurs;

- la différenciation aura moins d'importance aux yeux des producteurs quand le prix du pétrole (et donc la valeur du gaz sur les marchés aptes à la substitution) augmentera;

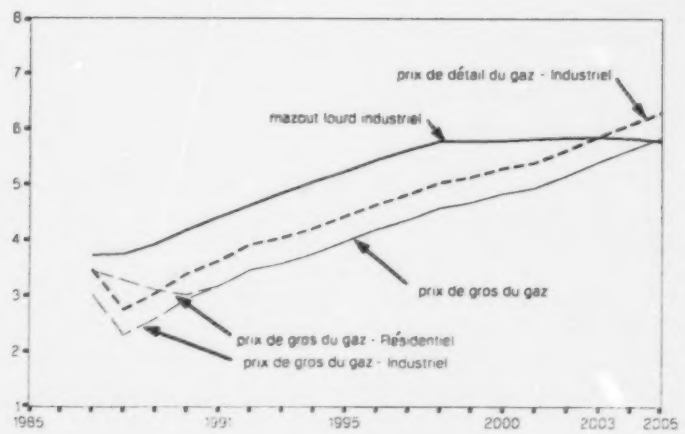
- jusqu'à ce que l'excédent de gaz se résorbe, cet excédent exercera une pression à la baisse sur les prix du gaz; ainsi, à la tête du puits, les producteurs reçoivent des prix inférieurs aux coûts de remplacement de la réserve, mais supérieurs au coût de production pour les réserves raccordées.

Dès lors, nous ne modifions pas le prix de gros du gaz, destinés aux secteurs résidentiel et commercial, en dollars nominaux (c.-à-d. que ce prix chute en termes réels d'une valeur qui reflète le taux d'inflation), et nous permettons au prix de gros du gaz destiné au secteur industriel d'augmenter à un taux légèrement supérieur au taux d'augmentation du prix du mazout lourd. (Nous supposons que le prix du mazout lourd est fixé à 90 % du prix du pétrole brut.) Le prix de gros, pour les secteurs commercial et résidentiel, étant fixe et le prix de gros, pour le secteur industriel, augmentant, ces prix sectoriels différents convergent vers un seul et même prix de gros. En Ontario, cette convergence survient en 1991. Ce prix de gros unique continue de croître mais, lorsqu'on l'exprime en termes de rentrées nettes à la tête du puits, il demeure inférieur au coût de remplacement du gaz jusqu'en 1994, car le marché du gaz est encore excédentaire. L'excédent du gaz est virtuellement résorbé d'ici à 1994, époque à laquelle le prix du gaz équivaut tout à fait au coût de remplacement du gaz.

À partir de 1994 et par la suite, le prix à la tête du puits augmentant au même rythme que le coût de remplacement, le profil des prix de gros en Ontario demeure inférieur

Figure 3-3
Comparaison des prix de l'énergie - Ontario scénario élevé

($ CAN de 1987 le gigajoule)



à la courbe des prix du mazout lourd jusqu'en 2005. Vers l'an 2003, la croissance du coût de remplacement du gaz atteint un point où le prix de détail du gaz destiné à l'industrie en Ontario dépasse celui du mazout lourd et donc, où le prix de détail du gaz destiné à l'industrie se "désarticule" du prix du mazout lourd et le dépasse dès lors, accusant un écart supérieur de 10 % d'ici à 2005. La figure 3-3 montre le profil des prix de gros du gaz que nous venons de décrire.

Dans cette démarche générale, on constate, d'une province à l'autre, certaines variations qui sont le reflet des marchés et des politiques de ces provinces.

Au Québec, les rapports entre les prix du gaz et les prix du pétrole sont, en règle générale, un peu plus élevés qu'en Ontario. Cela se produit parce que l'ensemble des services liés au gaz est différent dans ces deux provinces, raison qui explique que le prix du gaz est légèrement plus élevé au Québec qu'en Ontario. Qui plus est, les marges de distribution qui s'appliquent au Québec sont supérieures à celles de l'Ontario. Ce constat demeure valable même si, pour la première tranche de 40 pétajoules de croissance de la demande de gaz au Québec, nous n'avons majoré les coûts de distribution nominaux que de la moitié du taux général d'inflation, étant donné l'excédent de capacité de distribution qui existe actuellement au Québec.

Au Manitoba, la méthode de détermination des prix est semblable à celle indiquée pour l'Ontario, si ce n'est que les différences de prix pour l'année de référence entre les deux provinces sont conservées pour toute la période d'étude.

En Saskatchewan, le prix de gros du gaz augmente, par rapport aux niveaux actuels, au même taux que les prix à la frontière de l'Alberta[1], soit au taux indiqué à la figure 3-3. Aucune différenciation des prix n'est pratiquée en Saskatchewan pendant la période d'étude.

En Alberta, le prix de gros du gaz est lié au prix à la frontière, selon un rapport de 0,65 aux termes du programme de subvention des ventes à l'intérieur de l'Alberta, qui vient à terme. Afin d'illustrer l'élimination progressive du programme, nous avons graduellement porté à 1,0 le rapport d'ici à 1991. Nous ne retenons aucune différenciation des prix internes.

Pour la Colombie-Britannique, nous supposons que les augmentations du prix de gros suivent le même rythme que le prix à la frontière de l'Alberta pendant la période d'étude. Une différenciation des prix est pratiquée entre les divers secteurs de marché en 1988 et 1989, mais elle est progressivement abolie, comme nous l'avons décrit ci-dessus pour l'Est du Canada.

Les prix de détail par province et par secteur apparaissent dans le tableau A4-1 en annexe.

Prix du gaz dans le scénario bas

Le scénario bas présente de sérieuses difficultés lorsqu'il s'agit d'obtenir un prix avantageux pour le gaz naturel, parce que le prix du pétrole est très bas par rapport au coût marginal de l'offre de gaz naturel. À titre d'exemple, la figure 3-4 nous montre le rapport entre le prix du mazout lourd et le prix du gaz pour le secteur industriel en Ontario, en fonction du coût de remplacement du gaz.

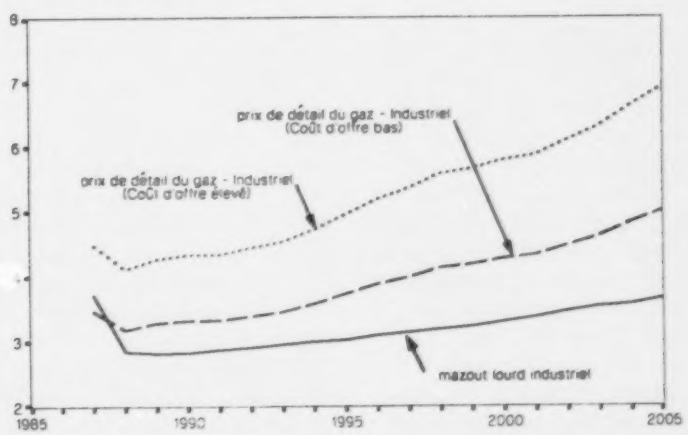
Dans ce scénario, si tout le gaz était vendu à son coût de remplacement, nous constaterions une

1. Le prix à la frontière de l'Alberta est un prix conceptuel qui reflète les revenus par unité provenant de la totalité des ventes de gaz albertain, déduction faite des frais de transport entre le marché et la frontière de l'Alberta.

Figure 3-4

Prix du gaz naturel et du pétrole - Ontario prix bas du pétrole; aucune différentiation du gaz

($ CAN de 1987 le gigajoule)

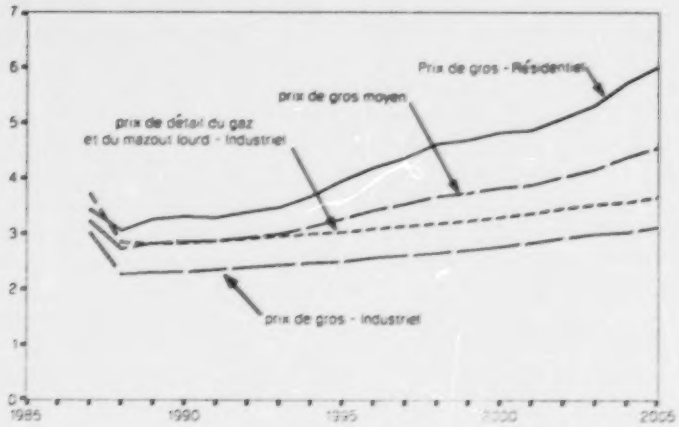


érosion importante du marché du gaz (environ 615 pétajoules pour le Canada d'ici à 2005), puisque tous les utilisateurs qui trouveraient économique de passer au mazout s'exécuteraient et que le marché du gaz serait dès lors confiné aux utilisations de valeur supérieure. Les coûts de transport et de distribution subiraient des pressions à la hausse, de façon à peu près proportionnelle aux taux de réduction des volumes transportés. Une augmentation des coûts d'expédition provoquerait un autre effritement du marché du gaz. Il ne fait pas de doute que le marché du gaz pourrait fonctionner de cette façon que nous nommons la démarche "sans différenciation".

Figure 3-5

Détermination des prix du gaz naturel Ontario - scénario bas

($ CAN de 1987 le gigajoule)



Nous croyons toutefois qu'une autre démarche est tout aussi plausible dans une situation où le prix du pétrole est bas: confrontées à l'éventualité de faibles prix du pétrole à long terme, comme dans notre scénario bas, l'industrie gazière et les provinces productrices pourraient prendre des mesures en vue de conserver la part du gaz naturel sur le marché énergétique. Ces mesures correspondraient à un ensemble de compromis concédés par tous ceux qui sont concernés par la production, l'expédition et l'utilisation du gaz. Un certain nombre de possibilités sont envisageables. Voici d'ailleurs l'un des scénarios possibles.

Premièrement, dans des conditions économiques correspondant à celles du scénario bas, les producteurs acceptent que leur taux de rendement du capital soit moins élevé. Comme nous l'expliquons dans le chapitre 6, nous diminuons le taux réel d'actualisation, pour la totalité du capital employé, de 15 % dans le scénario élevé à 10 % dans le scénario bas.

Deuxièmement, compte tenu des conditions difficiles pour les industries du gaz et du pétrole, les coûts des intrants de ces industries sont réduits par rapport aux niveaux du scénario élevé, comme il est décrit au chapitre 6. Cette diminution concerne particulièrement les coûts de forage et elle se traduit par une réduction du coût de l'offre de gaz.

Troisièmement, les clients acceptent le maintien de la différenciation des prix du gaz, telle qu'elle est pratiquée à l'heure actuelle (plutôt que la convergence des prix de gros rendue possible par les prix élevés du pétrole dans le scénario élevé). Ainsi, le marché plus apte à la substitution immédiate est protégé par le fait qu'il paie des prix du gaz établis par rapport à celui du mazout lourd, alors que le reste du marché doit payer des prix plus élevés de sorte que, lorsqu'il est combiné au niveau du prix de gros et ramené à la tête de puits, le prix de vente moyen du gaz est suffisant pour couvrir le coût (réduit) de remplacement. Le coût de remplacement du gaz étant moindre par rapport à celui du scénario élevé, le prix exigé sur un marché moins apte à la substitution est soit inférieur aux prix des autres combustibles (en général mazout léger ou électricité), soit insuffisamment au-dessus de ces prix pour justifier une substitution.

Dans le scénario bas, comme dans le scénario élevé, les prix du gaz à la tête de puits sont inférieurs aux coûts marginaux de remplacement du gaz jusqu'au moment où l'excédent de gaz s'érode vers 1994. Dès lors, les prix du gaz à la tête de puits reflètent les coûts marginaux de remplacement. La différenciation des prix de détail est appliquée sur tous les marchés de gaz provinciaux. Les prix de gros, sur le marché intérieur, au Manitoba, en Saskatchewan, en Alberta et en Colombie-Britannique augmentent par rapport à leurs niveaux actuels au même rythme que le prix à la frontière de l'Alberta. La figure 3-5 présente le profil des prix de cette prévision. Les prix au détail par province et par secteur sont indiqués au tableau A4-1 en annexe.

Dans les conditions économiques du scénario bas, le taux de rendement des sociétés pipelinières réglementées peut être moindre, ce qui peut donner lieu à une diminution des droits liés au transport. Nous n'avons pas retenu cette hypothèse dans notre scénario bas. Si nous l'avions fait, la différenciation nécessaire au maintien de la taille du marché du gaz aurait été moindre, ou le coût pour les producteurs dans un scénario sans différenciation aurait été inférieur.

Les conditions nécessaires à la viabilité de la différenciation sont les suivantes :

- les politiques provinciales en matière de réglementation permettent d'exiger des prix du gaz différents des différentes catégories de clients, et

- les provinces productrices ou les intermédiaires peuvent exercer un contrôle suffisant sur l'achat et sur la vente de gaz pour segmenter le marché du gaz de sorte que l'on puisse imposer des prix différents à de clients appartenant à des catégories différentes.

Nous retenons la démarche de la "différenciation" parce qu'elle reflète la situation actuelle, qu'il se trouve des juridictions provinciales pour lesquelles cette formule est acceptable, que le gaz naturel demeure généralement avantageux pour les clients résidentiels et que, même en présence d'une mise au marché compétitif, on pourrait maintenir une différence de prix permanente entre les catégories de clients en fonction de modalités différentes des contrats destinés à répondre aux besoins particuliers de ces clients. En ayant recours à la démarche de la "différenciation", nous avons choisi de représenter un mécanisme de détermination des prix qui permet de tenir compte du plus grand marché intérieur possible, suivant les prix du pétrole donnés. Nous reconnaissons que cette démarche se démarque d'une situation où il y a libre concurrence. En illustrant ici son application, nous ne nous trouvons ni à la recommander par rapport à la démarche "sans différenciation", ni à suggérer qu'elle est inévitable.

Nous reconnaissons que, pour certaines juridictions, il peut être inacceptable de maintenir des différences de prix entre des catégories de consommateurs, et que la concurrence dans la mise en marché du gaz pourrait évoluer au point où ces différences dans les prix du gaz ne seraient plus soutenables: les intermédiaires pourraient acheter le gaz auprès de sources les plus économiques afin de le revendre à n'importe quel preneur.

Nous avons analysé l'incidence de la démarche "sans différenciation" sur les marchés du gaz naturel du Québec et de l'Ontario et nous avons constaté que, d'ici la fin de la période d'étude :

- le prix de détail du gaz naturel consenti à l'industrie serait supérieur à celui du mazout lourd d'environ 52 % au Québec et d'environ 40 % en Ontario;

- la demande de gaz naturel serait inférieure de 540 pétajoules à la demande totale de gaz dans le scénario bas (avec différenciation) qui est environ de 1300 pétajoules (ce qui correspond à une réduction de quelque 40 %); cela se traduit par une perte d'environ 85 % à 90 % du marché du gaz industriel dans le scénario bas, dans ces deux provinces (pour l'ensemble du Canada, la diminution de la demande est de 615 pétajoules, soit une diminution de 25 % du marché global dans le scénario bas);

- Au Québec, le scénario "sans différenciation" donne lieu à une augmentation des prix du gaz naturel destiné aux secteurs résidentiel et commercial, d'environ 2,5 % et 9 % respectivement, par rapport à ce qu'ils sont dans le scénario bas avec différenciation; cette situation tient au fait qu'au Québec, la perte de demande industrielle est importante par rapport à la taille des marchés résidentiel et commercial; par conséqent, ces derniers marchés absorbent des augmentations des coûts d'expédition, par unité, qui font plus que compenser la diminution du prix de gros du gaz;

- En Ontario, les clients résidentiels bénéficient de prix du gaz d'environ 6,5 % inférieurs, sans différenciation, alors que les prix exigés des clients commerciaux demeurent inchangés; cela est dû au fait que l'Ontario a un important marché résidentiel et que la perte de la demande industrielle, par rapport à la taille du marché résidentiel, est relativement plus faible qu'elle le serait au Québec; le coût d'expédition supplémentaire, sans différenciation, est inférieur à la réduction de prix de gros du gaz, pour les clients résidentiels, alors que ces deux facteurs s'annulent presque réciproquement dans le cas des clients commerciaux.

Pour résumer, si nous avions retenu la démarche sans différenciation de prix, la taille du marché intérieur du gaz serait d'environ 25 % inférieure et les prix à la tête de puits seraient moindres, car il y aurait moins d'additions aux réserves cumulatives. Cela pourrait

avoir pour effet d'accroître les exportations par rapport à ce qu'elles seraient dans le scénario bas avec différenciation, parce que le volume du gaz canadien disponible à un coût moindre serait comparativement plus important. Si les exportations augmentaient, les prix à la tête de puits pourraient alors augmenter de nouveau sous l'effet de la demande accrue de gaz canadien.

Les forces exercées par le marché et les institutions détermineront la structure particulière des prix du gaz naturel de façons qui pourraient fort différer des deux démarches décrites dans le présent rapport. La conclusion générale la plus importante est que des conditions de prix bas du pétrole imposent des choix difficiles relativement au marché du gaz naturel, que ce soit à propos de la taille du marché ou du comportement sur les prix, à condition que les coûts de remplacement du gaz naturel conservent à peu près le même profil que celui que nous avons prévu à la figure 3-1.

3.2 Prix de l'électricité

Dans les rapports antérieurs, nous avons supposé que les prix de l'électricité demeureraient constants, en termes réels, pendant toute la période des prévisions. Ces prix (ainsi que d'autres facteurs) déterminaient la demande d'électricité, laquelle, à son tour, servait à calculer la puissance additionnelle et les besoins en combustibles nécessaires pour produire l'électricité.

Depuis le dépôt de notre rapport de 1986, nous avons élaboré un cadre analytique qui nous permet de calculer les besoins en revenus nécessaires pour satisfaire les objectifs financiers déclarés des services publics, en fonction d'un profil particulier "production/demande". Cette méthode nous permet d'effectuer une itération du rapport offre/demande d'électricité afin de déterminer un profil de prix qui satisfait aux objectifs financiers des services publics et qui est cohérent avec les profils de l'offre et de la demande.

Les éléments fondamentaux de notre démarche sont les suivants : un modèle de demande (dans lequel les prix de l'électricité influent sur la demande); un modèle d'offre (qui détermine la puissance additionnelle et les besoins en combustibles nécessaires pour satisfaire la demande); un calculateur de coûts en capital (qui permet d'évaluer les coûts en capital de la puissance additionnelle) et, enfin, un module financier de l'électricité (qui utilise les renseignements susmentionnés pour calculer les profils de prix répondant aux objectifs financiers déclarés). Le prix calculé est alors réintroduit dans le modèle de demande, suivant notre démarche d'itération, jusqu'à ce que l'offre et la demande convergent à un prix commun.

Cette démarche de détermination des prix est à peu près semblable aux méthodes de tarification de l'électricité. Le cadre d'analyse que nous avons retenu reflète les cas où les services publics font appel à des fonds de stabilisation afin de se prémunir contre les chocs tarifaires dûs à l'accession de nouvelles centrales à la base tarifaire.

Les politiques tarifaires des services publics, pour un ensemble d'objectifs financiers donnés, donnent lieu à des périodes de déclin des prix réels, ou même des prix nominaux, quand l'activité de construction est faible, mais à une augmentation des prix réels au fur et à mesure de la mise en service de nouvelles centrales. Cependant, les services publics ou les organismes de réglementation peuvent modifier les objectifs financiers et maintenir les augmentations de

Tableau 3-2

Croissance des prix de l'électricité

1987-2005

taux annuels moyens de croissance (%)

	scénario bas		scénario élevé	
	inflation [a]	besoins en revenus [b]	inflation [a]	besoins en revenus [b]
Atlantique	4,2	3,3	4,7	4,6
Québec	4,3	3,2	4,8	4,3
Ontario	4,4	2,0	4,8	2,5
Manitoba	4,3	3,6	4,8	3,2
Saskatchewan	4,4	1,6	4,9	2,1
Alberta	4,4	3,3	4,8	3,9
Colombie-Britannique	4,4	1,5	4,8	3,2

Nota: [a] La croissance du prix suit l'inflation, sauf si les services d'électricité ont signalé des augmentations du prix.
[b] Les prix sont établis selon les besoins en revenus et les objectifs financiers des services d'électricité, sauf si des augmentations du prix ont été signalées.

prix durant les périodes prévues de déclin des prix, afin de satisfaire à d'autres objectifs, comme le renforcement des mesures d'économie d'énergie, l'augmentation des dividendes versés aux actionnaires ou l'accroissement des capitaux propres pour l'agrandissement futur des installations.

Le tableau 3-2 montre, pour les scénarios bas et élevé, la croissance des prix de l'électricité nécessaire à l'atteinte des objectifs financiers actuels déclarés des services pubics, selon des profils de production conformes à nos scénarios bas et élevé et aux hypothèses que nous avons formulées quant aux coûts en capital et d'exploitation, aux taux d'intérêt et aux autres variables économiques. Ces taux de croissance englobent les modifications de prix annoncées pour les prochaines années, telles qu'indiquées par les services publics, et le coût estimatif de gestion de la demande d'Ontario Hydro et de B.C. Hydro, comme nous allons le voir ci-après.

Le tableau 3-2 nous indique également la croissance des prix de l'électricité en supposant que l'augmentation suit le taux de l'inflation, après incorporation des changements de prix annoncés pour les prochaines années.

Les principales questions

Au cours de la dernière décennie, certains services publics ont accusé des excédents d'électricité et ont adopté des programmes incitatifs en vue de vendre cet excédent à des clients particuliers. L'exemple le plus notable a été celui des mesures incitatives adoptées par Hydro-Québec à l'égard du secteur industriel.

La plupart des services publics estiment que l'offre et la demande, au cours de la prochaine décennie, se trouveront plus étroitement en équilibre et qu'il faudra une plus grande capacité de production pour maintenir cet équilibre. Dans certaines provinces, les services publics examinent toute une gamme d'options pour voir dans quelle mesure ils peuvent parvenir à satisfaire les besoins de capacité additionnelle. Certains d'entre eux envisagent très sérieusement de se doter de nouveaux programmes de gestion de la demande, notamment Ontario Hydro et B.C. Hydro, parce que de telles mesures s'avèrent plus rentables par rapport à l'accroissement de la capacité de production. Ces programmes comportent des mesures incitatives qui s'adressent à des utilisateurs particuliers en vue de les inciter à gérer leur consommation d'électricité. Ces mesures seraient financées par les services publics et donneraient lieu à des augmentations tarifaires inférieures à ce qu'exigerait autrement un accroissement de la capacité.

Les services publics envisagent également d'avoir recours aux techniques de gestion de la charge, comme la tarification en fonction du moment d'utilisation, qui permettraient de réduire la demande de pointe. Ces innovations sur le plan de la tarification, et les autres formules incitatives destinées à gérer la consommation d'électricité, sont clairement conçues pour retarder le moment où une nouvelle capacité de production sera nécessaire, ou encore d'en diminuer l'ampleur. Après la mise en oeuvre de ces programmes, il se peut que les besoins en revenus nécessaires soient assez bas pour donner lieu à une diminution des prix de l'électricité, si ces derniers étaient fondés seulement sur le coût du service. Toutefois, les services publics pourraient opter pour la stabilisation des prix de l'électricité plutôt que pour une diminution des prix, puisque cette dernière option pourrait susciter une poussée de la consommation, ce qui irait à l'encontre des programmes d'économie de l'énergie et de gestion de la charge.

De même, certains services publics ont été appelés à verser une partie, voire la totalité, de leurs excédents financiers à leurs actionnaires, plutôt que de les conserver afin de combler des besoins futurs ou d'en faire bénéficier leur clientèle sous la forme de réductions tarifaires. Nous nous attendons au maintien de cette pratique dans l'avenir.

Dans l'élaboration de notre démarche en matière de tarification de l'électricité, nous avons consulté les principaux services publics canadiens pour connaître leurs perspectives en matière de prix de l'électricité. La plupart d'entre eux ont convenu que, même si les objectifs financiers actuels et les méthodes comptables normales peuvent laisser penser à une diminution des prix réels pendant un certain temps, les facteurs considérés ci-dessus pourraient donner lieu à une hausse des prix qui s'aligne davantage sur le taux d'inflation général. Certains services publics, B.C. Hydro en particulier, ont soutenu qu'à moyen terme, la croissance des prix de l'électricité demeurerait tout de même inférieure au taux d'inflation.

Toutefois, à la suite de nos consultations, nous pensons qu'il existe un certain nombre d'incertitudes qui pourraient donner lieu à des augmentations tarifaires supérieures à celles indiquées dans les objectifs financiers actuels déclarés des services publics. Ces incertitudes englobent notamment:

- la méthode retenue pour la distribution des excédents financiers et le rendement dont bénéficient les actionnaires;
- le rôle et l'ampleur des revenus d'exportation, dont les services publics tiennent actuellement compte pour déterminer les prix intérieurs;
- les incertitudes quant aux coûts des agrandissements futurs;
- l'amélioration des réseaux de transport et de distribution;
- les retards dans l'approbation des nouvelles installations;
- les préoccupations d'ordre environnemental;
- les modifications des objectifs financiers actuels.

L'ensemble de ces facteurs nous a porté à supposer que les prix de l'électricité augmenteraient suivant le taux d'inflation général. Nous avons fait appel à notre nouvelle méthodologie pour confirmer que les prix résultants seraient au moins conformes aux objectifs financiers actuels des services publics. Comme nous l'avons vu au tableau 3-2, nos prix sont supérieurs à ceux calculés pour respecter les besoins en revenus.

Chapitre 4

Demande d'énergie

Dans ce chapitre, nous examinons la demande d'énergie au titre de l'utilisation finale par secteur et par combustible. Pour chaque forme d'énergie importante, nous suivons la demande, de l'utilisation finale aux besoins primaires. Les besoins au titre de l'utilisation finale comprennent le chauffage des locaux et de l'eau, l'énergie motrice pour les équipements, les appareils ménagers et les véhicules, et les combustibles alimentant les industries. Pour calculer la quantité d'énergie primaire requise, nous ajoutons à la demande au titre de l'utilisation finale, le combustible et les pertes liées à la production et à la distribution de chaque forme d'énergie.

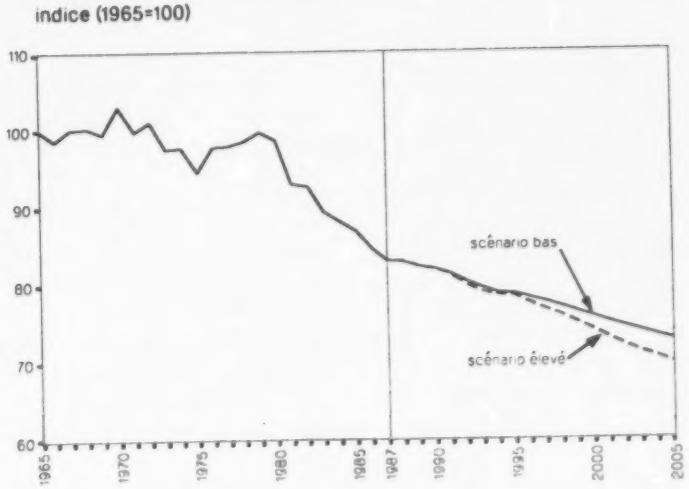
Durant les quinze dernières années, le Canada et d'autres pays industriels ont connu des changements considérables dans l'utilisation de l'énergie. Avec les escalades des prix du pétrole dans les années 70 et l'éventualité d'une répétition de telles escalades à l'avenir, des efforts majeurs ont été faits afin d'améliorer le rendement énergétique du capital et de mettre en oeuvre des politiques capables de réduire les demandes d'énergie. Au début des années 80, le Canada a enregistré une baisse absolue de la demande au titre de l'utilisation finale, attribuable en partie aux grandes améliorations du rendement énergétique des automobiles et aux mesures expresses d'économie d'énergie adoptées dans tous les secteurs, ainsi qu'à la récession de 1982 qui a entraîné une chute substantielle de la production de l'économie. À la suite de la reprise de l'économie, la demande au titre de l'utilisation finale ne cesse d'augmenter, bien que l'intensité énergétique (demande d'énergie au titre de l'utilisation finale par dollar de production) continue de diminuer (figure 4-1).

La demande d'énergie est une demande dérivée, c'es-à-dire que l'énergie est nécessaire à d'autres fins, telles que le chauffage des locaux, le fonctionnement des moteurs dans l'industrie et les transports. La mesure dans laquelle l'énergie est utilisée efficacement dépend, entre autres choses, des caractéristiques des biens d'équipement consommant de l'énergie, par exemple le rendement thermique d'une maison, des appareils de chauffage et des automobiles. De nos jours, le parc d'équipements est profondément différent du parc du début des années 70. Ces améliorations du rendement, s'ajoutant à l'évolution des habitudes des consommateurs, notamment une conduite automobile favorisant les économies d'énergie et le réglage à la baisse des thermostats, ont contribué à la diminution de l'intensité énergétique au rythme de presque 1,5 % par an de 1976 à 1986.

Lorsqu'il s'agit d'établir des prévisions de la demande d'énergie, la mesure dans laquelle l'intensité énergétique continuera de diminuer à l'avenir constitue une question majeure. Le prix du pétrole se

Figure 4-1

Demande énergétique pour utilisation finale par unité de PIB réel



trouve maintenant à un niveau nettement inférieur au sommet qu'il avait atteint au début des années 80. La plupart des gens ne croient plus que les prix du pétrole augmenteront rapidement en termes réels dans l'avenir. La dépendance des pays industriels à l'égard du pétrole a diminué sensiblement et les consommateurs industriels de tous les secteurs ont connu d'importantes réductions de leurs besoins en énergie.

Nous ne prévoyons aucunement un retour au parc d'équipement bien moins efficace des années 60 et 70. Par exemple, il n'est pas possible d'acheter aujourd'hui une voiture neuve possédant les caractéristiques énergétiques d'une voiture de la fin des années 60 et du début des années 70. Les appareils ménagers modernes ont tous un bien meilleur rendement et, dans certaines régions, des lois vont rendre obligatoires de nouvelles améliorations du rendement énergétique. Même si l'on ne rehaussait plus le rendement énergétique des nouveaux équipements, nous pourrions observer des diminutions dans l'intensité d'utilisation de l'énergie, au moins dans le moyen terme, à mesure que le parc d'équipement plus âgé et moins efficace est remplacé.

Nos prévisions (figure 4-1) montrent que l'amélioration du rendement énergétique se poursuivra de façon continue, contribuant à des baisses annuelles moyennes de l'intensité énergétique de 0,7 % et de 1 % de 1986 à 2005, dans les scénarios bas et élevé, respectivement. Ces taux sont inférieurs à ceux enregistrés durant la dernière décennie, mais nous croyons qu'ils s'agit là de gains tout à fait réalisables dans le cadre des techniques existantes.

On trouvera ci-après l'analyse détaillée, par secteur, des mesures d'économie de l'énergie et d'amélioration du rendement énergétique qui sont à la base de nos prévisions relatives à l'intensité énergétique.

Il existe évidemment des incertitudes au sujet des innovations technologiques qui pourraient accélérer l'amélioration du rendement énergétique de l'équipement, et des attitudes des consommateurs et du gouvernement, susceptibles d'accélérer ou de ralentir l'accroissement du rendement énergétique. Nous discutons à la section 4.4 de l'effet que des hypothèses de rechange peuvent exercer sur nos prévisions de l'utilisation finale.

Les préoccupations environnementales ont influé considérablement sur la consommation d'énergie. Les normes antipollution concernant les gaz d'échappement des automobiles et la législation sur les normes de rendement des carburants des automobiles aux États-Unis n'en sont qu'un exemple. Très récemment cependant, on s'est mis à discuter dans les secteurs les plus divers des problèmes environnementaux, ce qui est attribuable dans une large mesure à une plus grande sensibilisation du public, à la suite de la publication du rapport de 1987 de la Commission mondiale des Nations Unies sur l'environnement et le développement (le rapport Brundtland). Ce rapport et la Conférence mondiale sur l'atmosphère en évolution (qui s'est tenue à Toronto en juillet 1988) nous ont mis en garde au sujet des changements susceptibles d'affecter la planète durant les cinquante à cent prochaines années et qui pourraient avoir des conséquences énormes sur chaque aspect de la vie économique sur la planète.

Selon des études présentées à l'occasion de la Conférence mondiale sur l'atmosphère en évolution, si les tendances actuelles persistent, l'augmentation des niveaux de dioxyde de carbone dans l'atmosphère pourrait, par l'effet de serre, provoquer une hausse variant entre 1,5 et 4,5 degrés Celsius de la température moyenne de la planète au cours des cinquante prochaines années. Selon ces études, il en résulterait des changements climatiques sur toute la surface du globe; l'intérieur des continents deviendrait plus sec, le niveau des océans pourrait s'élever, les hivers seraient raccourcis tandis que les étés deviendraient plus longs et plus chauds.

Un certain nombre d'études parrainées par le Programme canadien de climatologie ont essayé de déterminer les conséquences socio-économiques du réchauffement de la planète sur diverses régions du Canada. Selon l'une de ces études, les niveaux moyens des Grands Lacs et les débits moyens des canaux interlacustres pourraient diminuer, ce qui réduirait la capacité de production d'hydro-électricité. Par ailleurs, le réchauffement de la planète pourrait réduire de 30 % à 45 % les besoins de chauffage des résidences, tandis que la demande d'électricité pour le fonctionnement des climatisateurs pourrait s'accroître de 7 %. Selon une autre étude, l'approvisionnement en eau du bassin de la Baie James augmenterait de 7 % à 20 % par suite d'une hausse du niveau de l'océan, qui aurait pour effet d'y accroître la capacité de production d'électricité. D'autres études portent sur les conséquences de l'effet de serre dans les domaines de l'agriculture, de la foresterie, ainsi que de la navigation commerciale et de plaisance sur les Grands Lacs.

Si aucune action n'est prise à l'échelle mondiale, il est probable que les effets les plus graves du réchauffement de la planète se produiront durant les cinquante prochaines années; toutefois, afin de ralentir la tendance au réchauffement de la planète les écologistes insistent pour que les gouvernements adoptent sans retard des mesures adéquates. La Conférence mondiale sur le changement de l'atmosphère recommande que les pays industriels réduisent de 20 % le niveau des émissions de dioxyde de carbone d'ici à 2005.

Si le gouvernement décidait, de poursuivre cet objectif, étant donné les mécanismes d'établissement des prix et les programmes de gestion de la demande qui existent actuellement, il leur faudrait accorder davantage d'encouragements visant à diminuer la dépendance de l'économie à l'égard des combustibles fossiles, au moyen de l'accroissement du rendement énergétique et d'un plus large recours aux sources d'énergie autres que les hydrocarbures. Il existe une large gamme de moyens permettant d'atteindre ces objectifs. On pourrait modifier les signaux que lancent les prix au moyen de taxes et de subventions, ou la législation pourrait imposer des améliorations du rendement énergétique. Les techniques de production pourraient être modifiées, notamment celles servant à développer et à récolter les ressources renouvelables, comme les cultures, ainsi que les méthodes de gestion de nos ressources forestières. Nous ne sommes pas en mesure de déterminer pour le moment l'ampleur éventuelle et les modalités de mise en oeuvre de tels changements.

De pareilles mesures influeraient beaucoup sur nos estimations de l'offre et de la demande. Cependant, le sujet n'a pas été suffisamment étudié et nous ne pouvons incorporer ces mesures dans nos prévisions, car nous ne savons pas encore très bien comment, à l'échelle mondiale, les gouvernements réagiront face à un tel défi. L'analyse de la demande dans le reste du chapitre tient pour acquis le maintien en place des mécanismes actuels d'établissement des prix, et la poursuite des programmes annoncés de gestion de la demande dans le secteur de l'électricité et des améliorations du rendement énergétique susmentionnées.

4.1 Utilisation finale par secteur

4.1.1 Prix de l'énergie au titre de l'utilisation finale

Les prix de l'énergie au titre de l'utilisation finale sont les prix à la pointe du brûleur que payent les consommateurs ultimes d'énergie. Ces prix comprennent les marges des raffineries, les frais de transport et de distribution, ainsi que les taxes. Nous avons expliqué dans le chapitre 2 la méthode suivie pour établir nos prévisions des prix mondiaux du pétrole. Au chapitre 3, nous avons exposé la méthode de calcul des prix du gaz naturel et de l'électricité. Dans la présente section, nous expliquons comment nous avons calculé les prix de l'énergie au titre de l'utilisation finale pour chacun de ces combustibles, dans chaque secteur.

Les prix de l'énergie varient par combustible et par secteur, ainsi que d'une région à l'autre; il est donc difficile de tirer des conclusions précises en se fondant sur les prix moyens nationaux par secteur; on constate cependant certaines tendances générales dans les deux scénarios.

Le tableau 4-1 présente les prix moyens de l'énergie, à la pointe du brûleur, en dollars de 1987, par secteur au Canada, pour les deux scénarios. Ces prix ont été calculés en pondérant les prix régionaux ou provinciaux en fonction de la part de la demande nationale qui revient à chaque région. Ils ne sont pas ajustés en fonction du rendement relatif des combustibles.[1]

En ce qui concerne le pétrole, les tendances dans les prix au titre de l'utilisation finale sont très différentes du profil des prix mondiaux de pétrole présentés au chapitre 2. Par exemple, en 1986, le prix du mazout léger au secteur résidentiel en Ontario était de 7,55 $ CAN le gigajoule, comparativement à 3,31 $ CAN le gigajoule pour le pétrole brut à Edmonton. Les marges des raffineries, les frais de transport, les frais de distribution et les taxes ont représenté 56 % du prix à la pointe du brûleur, ce qui engendre un large écart entre le prix du pétrole brut et le prix aux utilisateurs ultimes. Nous supposons que les marges des raffineries, ainsi que les frais de transport et de distribution, augmentent au rythme de l'inflation pendant toute la période des prévisions, alors que les taxes demeurent, en termes réels, à leurs niveaux les plus récents. Nous appliquons la même méthode pour calculer les prix de l'essence pour moteur et du carburant diesel.

1. Les ajustements effectués en fonction du rendement font varier le niveau des prix des combustibles et, peut-être l'ordre des différents combustibles selon leur prix. En fait, pendant toute la période des prévisions, cet ajustement ne fait habituellement pas varier l'ordre des combustibles. Les prix ajustés en fonction du rendement figurent au tableau A4-1 en annexe.

Nous avons décrit au chapitre 3 les différences dans les prix du gaz naturel selon le secteur consommateur. Comme c'est le cas pour les prix du pétrole brut et des produits pétroliers, les prix du gaz naturel que paient les utilisateurs ultimes présentent un profil d'accroissement différent de celui des prix au gisement après traitement, en raison de la proportion relativement importante des frais de transport et de distribution compris dans les prix de l'énergie au titre de l'utilisation finale, surtout sur les grands marchés de l'Est. Nous supposons que ces coûts augmentent au rythme de l'inflation, dans les deux scénarios.

Comme nous l'avons vu au chapitre 3, dans le scénario élevé et à long terme, les prix du gaz naturel reflètent les coûts marginaux de l'offre et tous les secteurs payent le même prix de gros pour le gaz naturel. Dans le scénario bas, les utilisateurs industriels payent le même prix pour le gaz naturel que pour le mazout lourd (prix ajustés en fonction du rendement). Étant donné que le prix du mazout lourd est inférieur au coût de remplacement du gaz dans le scénario bas, pendant toute la période des prévisions, les utilisateurs résidentiels et commerciaux du gaz naturel payent des prix plus élevés qui, après calcul de moyenne avec le prix pour usage industriel, donnent un prix à la tête de puits équivalent au coût marginal de l'offre de gaz naturel. Ce calcul aboutit, dans le scénario bas, à des prix du gaz naturel pour usage résidentiel et commercial qui ne sont pas sensiblement différents des prix prévus dans le scénario élevé. Les prix du gaz naturel pour les secteurs résidentiel et commercial ne diffèrent pas de façon appréciable d'un scénario à l'autre, tandis que les prix du gaz pour usage industriel dans le scénario élevé dépassent ceux obervés dans le scénario bas (tableau 4-1).

Tableau 4-1

Prix moyen à la pointe du brûleur [a]

($ CAN de 1987 le gigajoule)

	1986	1990 scénario		2005 scénario	
		bas	élevé	bas	élevé
résidentiel					
gaz naturel	5,17	4,89	4,71	7,73	7,59
mazout léger	7,66	6,74	8,29	7,76	10,09
électricité	13,07	13,17	13,08	13,15	13,09
commercial					
gaz naturel	4,51	4,14	3,95	6,65	6,93
mazout léger	6,60	5,55	7,09	6,48	8,87
électricité	16,49	16,61	16,50	16,66	16,57
Industriel					
gaz naturel	3,31	2,50	2,88	4,03	6,64
mazout lourd	3,72	2,76	4,08	4,20	6,42
électricité	9,06	9,29	9,29	10,98	10,76
essence moteur (automobiles)	13,76	13,47	15,20	13,78	16,37
pétrole brut (Edmonton) ($ CAN de 1987 le mètre cube)	133,03	113,16	170,95	148,64	239,93

Nota: [a] Prix non ajustés pour le rendement énergétique.

Dans les secteurs commercial et industriel, les prix de l'électricité sont jusqu'en 1988 les prix observés. Par contre dans le secteur résidentiel, les prix de l'électricité ne reflètent les prix observés que jusqu'en 1987. En ce qui concerne les régions pour lesquelles nous disposons de renseignements au sujet des augmentations des prix qu'ont annoncé les services publics, nous nous sommes appuyés sur ces renseignements pour estimer ce que seraient les prix pour une ou deux années au-delà de la dernière année de prix observés. Pour les années suivantes, pour toutes les régions et dans les deux scénarios, nous supposons que les prix de l'électricité au titre de l'utilisation finale demeurent constants en termes réels. Nous discutons des raisons qui sous-tendent cette hypothèse à la section 3.2. Les prix de l'électricité sont constants dans chaque région en termes réels, mais le prix national moyen reflète des différences régionales dans l'utilisation de l'électricité et la moyenne pondérée peut s'en trouver modifiée.

En ce qui concerne les prix dans les secteurs individuels, on constate que dans le secteur résidentiel, seul le prix du mazout léger

diffère sensiblement du scénario élevé au scénario bas, les prix du gaz naturel et de l'électricité demeurant pratiquement les mêmes, comme nous venons de le voir. Étant donné que le mazout léger ne représente actuellement que 20 % de la demande au titre de l'utilisation finale du secteur résidentiel et que ce poucentage est appelé à diminuer selon nos prévisions, les prix du mazout léger n'influent pas autant, dans la plupart des régions, que les prix d'autres combustibles sur le niveau d'utilisation de l'énergie par le secteur résidentiel.

Ainsi, l'indice pondéré des prix de l'énergie pour le secteur résidentiel (voir le tableau 4-2) croît à un taux réel très semblable dans les deux scénarios. Nous présentons au tableau A4-1 en annexe les prix relatifs de l'énergie dans le secteur résidentiel, ajustés en fonction du rendement de différents combustibles.

Le profil des prix moyens pour le secteur commercial est semblable à celui des prix pour le secteur résidentiel. Les prix du gaz naturel et de l'électricité ne diffèrent que très peu d'un scénario à l'autre. Nous prévoyons que la part du mazout léger et du mazout lourd dans l'utilisation d'énergie par le secteur commercial, qui était de 12 % en 1986, passera à 8 % environ d'ici à 2005.

Dans le secteur industriel, les prix diffèrent de façon plus marquée d'un scénario à l'autre. Les prix de l'électricité sont identiques, mais les prix du gaz naturel et du mazout lourd reflètent les hypothèses particulières que nous avons formulées au sujet de la différentiation des prix du gaz naturel entre les secteurs consommateurs et notre prix mondial du pétrole. Les prix du mazout lourd devraient, selon nos prévisions, suivre le prix du pétrole brut sur la base d'une équivalence de 90 %. D'ici à 2005, le prix du mazout lourd dans le scénario élevé dépasse de 53 % le prix prévu dans le scénario bas. Les prix du gaz naturel pour usage industriel sur le marché de l'Ontario sont inférieurs au niveau paritaire établi par rapport aux prix du mazout lourd (après ajustement en fonction du rendement) dans le scénario élevé, pendant la plus grande partie de la période des prévisions, mais ils augmentent plus rapidement pendant les quatre dernières années et finissent par dépasser le prix du mazout lourd de 11 % environ en 2005. Dans le scénario bas, le prix du gaz naturel atteint la parité avec celui du mazout lourd à usage industriel au début de la période des prévisions, et nous supposons que ce rapport se maintient par la suite.

Au Québec, les prix du gaz naturel pour usage industriel dépassent ceux de l'Ontario à cause des frais de distribution plus élevés. Ces dernières années, le prix du gaz naturel pour usage industriel au Québec a été presque équivalent, et même parfois supérieur au prix du mazout lourd dans cette province. Dans le scénario bas, les prix du gaz naturel dépassent les prix du mazout lourd d'environ 14 %, pendant toute la période des prévisions. Dans le scénario élevé, le prix du gaz atteint la parité avec celui du mazout lourd en 1998, puis il augmente plus rapidement de telle sorte que, d'ici à 2005 il dépasse d'un peu plus de 20 % le prix du mazout lourd, car les prix du gaz naturel reflètent l'augmentation des coûts de l'offre.

Dans les provinces de l'Ouest - au Manitoba, en Saskatchewan, en Alberta et en Colombie-Britannique - le prix du gaz naturel est égal ou inférieur au prix du mazout lourd dans le scénario bas, alors que dans le scénario élevé, il augmente jusqu'à atteindre, puis dépasser légèrement le prix du mazout lourd d'ici à 2005.

Ces écarts dans les profils individuels des prix des combustibles, d'un scénario à l'autre, plus particulièrement ceux du gaz naturel, engendrent une différence marquée entre les deux scénarios dans la croissance du prix pondéré de l'énergie pour usage industriel (voir le tableau 4-6).

De façon générale, l'électricité demeure la forme d'énergie le plus coûteuse pendant toute la période des prévisions, suivie par le pétrole et le gaz naturel.

4.1.2 Secteur résidentiel

La demande d'énergie du secteur résidentiel englobe toute l'énergie utilisée par les ménages (y compris dans tous les appartements), et le carburant diesel utilisé dans l'agriculture. Les principales utilisations finales de l'énergie dans ce secteur sont le chauffage des locaux et de l'eau, l'éclairage et le fonctionnement des appareils ménagers. La quantité d'énergie consommée par les ménages dépend largement du nombre et du revenu des ménages, ainsi que des prix de l'énergie.

Le tableau 4-2 illustre le rapport qui s'établit entre la croissance du nombre de ménages, du revenu, des prix de l'énergie et de la demande dans le secteur résidentiel, de 1973 à 1986, et dans nos deux scénarios au cours de la période des prévisions de 1986 à 2005.

De 1973 à 1986, les consommateurs ont subi à la fois un ralentissement de la croissance de leurs revenus et une escalade des prix de l'énergie. La hausse moyenne

des prix réels de l'énergie atteignait près de 4 % l'an. Le taux de croissance annuel moyen du nombre des ménages était quatre fois supérieur à celui de la demande d'énergie par le secteur résidentiel, et la consommation d'énergie par ménage a diminué à un taux annuel moyen de 2 %. Ces grandes tendances s'expliquent par un certain nombre de changements structurels importants qui nous incitent à penser que le rapport global entre les prix, les revenus et la demande d'énergie sera différent, au cours des vingt prochaines années, de ce qu'il a été depuis le premier choc pétrolier.

Depuis 1973, les hausses des prix de l'énergie ont incité les ménages, les fabricants et les gouvernements à concevoir et à appliquer des mesures d'économie d'énergie:

- les codes du bâtiment ont été révisés pour tenir compte des coûts de l'énergie;
- les fabricants ont produit des appareils ménagers ayant un meilleur rendement énergétique;
- l'isolation des maisons a été améliorée (plus de 2,2 millions de foyers ont obtenu des subventions dans le cadre du Programme d'isolation thermique des résidences canadiennes);
- les consommateurs ont remplacé du matériel de chauffage relativement ancien fonctionnant au mazout et à faible rendement énergétique (1,2 million de ménages ont reçu des subventions du gouvernement fédéral pour délaisser le mazout) par du matériel nouveau caractérisé par un rendement supérieur et fonctionnant au gaz naturel, à l'électricité, ou utilisant d'autres combustibles; et
- les thermostats ont été réglés à la baisse.

Au cours de la même période, la hausse des revenus a entraîné un accroissement du nombre des appareils ménagers et la construction de logements plus vastes, ce qui a exercé une poussée à la hausse sur la demande d'énergie du secteur résidentiel.

Par suite de ces changements:

- les nouvelles maisons ont un rendement énergétique qui dépasse de 30 % à 40 % celui de la moyenne des habitations;
- les nouveaux appareils de chauffage ont un rendement supérieur de 10 % à 40 % à celui de la moyenne du parc des appareils de chauffage;
- les nouveaux chauffe-eau consomment environ 8 % moins d'énergie que la moyenne du parc actuel;
- la plupart des appareils ménagers ont un rendement énergétique supérieur à celui des appareils d'il y a dix ans; et
- il n'y avait plus que 1,9 million de ménages se chauffant au mazout en 1986, comparativement à 3,5 millions en 1973.

Même si l'on n'enregistrait aucune nouvelle amélioration du rendement énergétique des immeubles,

Tableau 4-2

Demande d'énergie du secteur résidentiel

taux annuels ,moyens de croissance [%]

	1973-1986	1986-1990 scénario		1990-2005 scénario	
		bas	élevé	bas	élevé
ménages	2,9	1,7	1,7	1,2	1,2
revenu réel disponible par ménage	0,4	0,4	1,0	0,4	1,0
prix réel de l'énergie [a]	3,8	-0,6	-0,3	1,1	1,2
demande - utilisation finale [b]	0,7	0,4	0,4	0,8	0,6
demande énergétique par ménage	-2,1	-1,3	-1,3	-0,4	-0,6

[niveau]

	1973	1986	1990 scénario		2005 scénario	
			bas	élevé	bas	élevé
demande - utilisation finale [b] (pétajoules)	1260	1393	1418	1415	1588	1548
demande par ménage (gigajoules)	203	153	146	145	137	133

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Le prix de l'énergie représente un indice du prix par secteur, redressé selon ce rendement relatif des combustibles.

[b] Normalisée pour tenir compte du climat.

des appareils de chauffage, des chauffe-eau et des appareils ménagers, on devrait s'attendre à la poursuite de la diminution de la consommation moyenne d'énergie par ménage en raison du remplacement du parc actuel par des éléments caractérisés par un rendement plus élevé.

Les prévisions de la demande d'énergie du secteur résidentiel, dans nos deux scénarios, se fondent sur les hypothèses démographiques et économiques suivantes:

- Le nombre des ménages augmente à un rythme modéré dans les deux scénarios; 1,7 % par an de 1986 à 1990 et 1,2 % par an de 1990 à 2005.

- Le revenu réel personnel disponible s'accroît à un rythme modeste dans les deux scénarios: 0,4 % par an dans le scénario bas et 1 % par an dans le scénario élevé.

- Jusqu'en 1990, le prix réel de l'énergie baisse au rythme de 0,6 % par an dans le scénario bas et de 0,3 % par an dans le scénario élevé. À partir de 1990, on prévoit, dans les deux scénarios, une croissance modeste, légèrement supérieure à 1 %, des prix de l'énergie.

Nos prévisions de la demande d'énergie tiennent compte, de façon générale, des facteurs structurels suivants.

- Quel que soit le scénario retenu, il n'y aura pratiquement aucun changement dans la quantité d'énergie, redressée selon le rendement, nécessaire pour chauffer le parc domiciliaire actuel. Cela s'explique parce que, dans le scénario élevé, les augmentations de la demande d'énergie résultant de la croissance des revenus devraient être compensées plus ou moins par des diminutions de la demande dues à des hausses de prix de l'énergie.

Dans le scénario bas, nous ne prévoyons pas que les propriétaires d'habitation utiliseront plus généreusement l'énergie, au début de la période, lorsque les prix seront encore relativement bas, qu'ils ne l'ont fait dans le passé récent. Les mesures déjà prises pour réduire la consommation d'énergie pour le chauffage des locaux sont, pour la plupart, irréversibles dans le court terme.

On continuera de remplacer les appareils fonctionnant au mazout, à un rythme toutefois plus lent que celui du début des années 80. Ces remplacements se feront principalement aux dates normales de renouvellement des appareils. Nous prévoyons un taux de renouvellement assez rapide, car une forte proportion des appareils de chauffage au mazout sont en service depuis plus de quinze ans. D'ici à 2005, il devrait y avoir moins d'un million de ménages qui se chauffent au mazout.

Le rendement énergétique des nouveaux logements continuera de s'améliorer pendant la période des prévisions, l'utilisation d'énergie par de nouveaux ménages diminuant de 10 % environ dans le scénario élevé, et de 5 % dans le scénario bas, d'ici à 2005, car les constructeurs seront appelés à intégrer, dans leurs plans de nouvelles maisons, davantage de caractéristiques permettant des économies d'énergie. L'installation de nouvelles fenêtres, mieux isolées, à double ou quadruple vitrage, avec une couche d'argon entre deux plaques de vitre, et des châssis isolés en matière plastique - qui offrent une résistance aux pertes de chaleur deux fois supérieure à celle des fenêtres traditionnelles à double vitrage - devrait constituer une des améliorations prévues à la conception des maisons et qui seraient communes aux deux scénarios. Dans le scénario prix, les constructeurs seront moins incités à intégrer autant de caractéristiques, en raison de la faiblesse relative des économies d'énergie pouvant en résulter et de la volonté de contenir les coûts de construction.

Nous ne prévoyons pas, quel que soit le scénario qui se concrétise, qu'un intérêt assez grand pour les économies d'énergie puisse provoquer une poussée de la demande pour les maisons R–2000. Le temps nécessaires pour récupérer les sommes investies dans de telles maisons excède la période pendant laquelle la plupart des propriétaires demeurent dans la même maison. Par ailleurs, il semble que peu d'acheteurs de maisons font cas des avantages que comporte la vie dans une maison R–2000 au lieu d'une maison traditionnelle et qui intégre maintenant de nombreux avancements en matière de rendement énergétique. En outre, la valeur de marché des maisons dotées de caractéristiques R–2000 n'a pas connu une hausse suffisante pour compenser les coûts supplémentaires qu'elles exigent au moment de la construction.

- Nous prévoyons une certaine amélioration du rendement énergétique moyen des appareils de chauffage dans les deux scénarios, en particulier dans le scé-

nario élevé. On suppose que, pendant la période des prévisions, le rendement énergétique moyen du parc des appareils de chauffage augmentera de 7 % environ, dans le scénario élevé, et de 5 % dans le scénario bas; en ce qui concerne le nouveau matériel, nous prévoyons des améliorations de 5 % et de 1 %, respectivement, dans les scénarios élevé et bas. Ces améliorations découlent d'une augmentation du pourcentage des appareils de chauffage au gaz offrant un rendement énergétique moyen (75 %) ou élevé (90 %). En 1986, les appareils de chauffage à rendement énergétique moyen ou élevé représentaient respectivement 10 % et 25 % des appareils de chauffage au gaz qui avaient été vendus. À mesure que les appareils à rendement énergétique élevé pénétreront le marché, il est raisonnable de penser que leur prix diminuera, ce qui les rendra encore plus attrayants. Comme les revenus, dans le scénario bas, et les possibilités d'économies de combustibles seront moindres, les appareils de chauffage au gaz à rendement énergétique élevé seront moins recherchés que dans le scénario élevé. Alors que, dans ce dernier scénario, nous prévoyons que les ventes d'appareils de chauffage à rendement énergétique élevé représenteront la totalité des ventes d'appareils de chauffage au gaz d'ici à l'an 2000, dans le scénario bas ces ventes ne représenteront plus que 50 % du total des ventes.

- En ce qui concerne les besoins liés au chauffage de l'eau, nous prévoyons une utilisation accrue de l'eau chaude dans les habitations, étant donné que plus de ménages s'équipent de lave-vaisselle et de lessiveuses. En 1987, 35 % seulement des ménages disposaient de lave-vaisselle.

  L'effet de cet accroissement serait quelque peu tempéré par la diminution éventuelle de la quantité d'eau chaude nécessaire au fonctionnement des nouveaux modèles de lave-vaisselle et de lessiveuses électriques, ainsi que par des améliorations du rendement énergétique des chauffe-eau. La quantité moyenne d'énergie utilisée pour le chauffage de l'eau augmentera, au cours de la période des prévisions, de 4 % et de 3 %, selon que l'on se réfère au scénario élevé ou au scénario bas.

- De 1978 à 1983, des gains substantiels ont été enregistrés dans le rendement énergétique de plusieurs types d'appareils ménagers neufs vendus au Canada: 43 % dans le cas des congélateurs, 27 % dans celui des lave-vaisselle et des lessiveuses, et 17 % dans celui des réfrigérateurs. Cette tendance devrait se maintenir en raison de l'entrée en vigueur, aux États-Unis et au Canada, de lois imposant des normes minimales de rendement énergétique. Les États-Unis exigent actuellement des fabricants de treize types d'appareils électroménagers qu'ils améliorent l'efficacité de leurs produits de 15 % à 30 % en moyenne, d'ici au début des années 90. La législation américaine aura certaines retombées au Canada, étant donné la concurrence faite par les appareils ménagers importés. Le Canada importe des États-Unis 20 % de ses réfrigérateurs et lessiveuses.

  Au Canada, le gouvernement de l'Ontario envisage d'encourager l'amélioration du rendement des appareils ménagers. Il a récemment adopté un projet de loi qui énonce des normes en matière d'étiquetage pour les appareils ménagers et interdit la vente d'appareils qui ne satisfont pas aux normes de rendement prescrites par les règlements adoptés en application de la Energy Efficiency Act (Loi sur le rendement énergétique). Ces normes n'avaient pas encore été élaborées au moment de la rédaction du présent rapport.

  On dispose au Canada de la technologie qui permettrait, parfois avec une augmentation minime du coût de production, d'accroître le rendement des appareils. Dans le passé, les augmentations de rendement énergétique ont été bien plus considérables aux États-Unis qu'au Canada. Par exemple, le réfrigérateur présentant le plus faible rendement de tous ceux qui sont en vente aux États-Unis permet, maintenant, davantage d'économies d'énergie que plus de la moitié des modèles en vente au Canada. Jusqu'en 1987, la consommation d'énergie des réfrigérateurs de 16,5 pieds cubes fabriqués au Canada variait entre 100 kW.h/mois et 165 kW.h/mois; mais, un modèle comparable ne consommant que 84 kW.h/mois a depuis fait son apparition sur le marché.

  Nous prévoyons que les ventes d'appareils ménagers resteront fermes tout au cours de la période des prévisions, grâce au renouvellement des appareils vieillissant (pas moins de 40 % de certains types d'appareils ménagers ont plus de dix ans). De 1986 à 2005, les améliorations moyennes de rendement du parc d'appareils devraient atteindre 18 % pour les congéla-

teurs, 20 % pour les réfrigérateurs, 10 % pour les lessiveuses et 15 % pour les lave-vaisselles. Ces estimations sont modestes et sont inférieures aux normes obligatoires en vigueur aux États-Unis.

Dans l'ensemble, l'énergie nécessaire au fonctionnement des appareils devrait diminuer d'environ 6 % pendant la période des prévisions. Le facteur le plus important de cette baisse est l'amélioration prévue du rendement du parc des appareils, dont les effets excéderaient l'augmentation de l'utilisation d'énergie consécutive à l'achat de nouveaux produits qui viendraient élargir ce parc. La plupart des nouveaux produits, tels que les fours à micro-ondes, les magnétoscopes et les dispositifs électroniques de sécurité n'exigent que de faibles quantités d'énergie, comparativement aux appareils domestiques traditionnels.

Les considérations qui précèdent, concernant chacun des marchés au titre de l'utilisation finale, suggèrent les tendances suivantes dans la demande d'énergie du secteur résidentiel. On s'attend que cette demande augmente de 11 % et de 14 % respectivement, dans les scénarios élevé et bas, au cours de la période des prévisions. Nous prévoyons une baisse constante de la demande d'énergie par ménage, qui se chiffrerait en moyenne à 1,3 % environ de 1986 à 1990, dans les deux scénarios; à 0,4 % dans le scénario bas et à 0,6 % dans le scénario élevé, de 1990 à 2005. Ce ralentissement sensible de la baisse de la demande d'énergie par ménage, dont le rythme dépassait 2 % de 1973 à 1986, se fonde sur le fait que l'on s'attend à une forte réduction des gains financiers nets des projets d'économies d'énergie pendant la période des prévisions. Néanmoins, l'utilisation moyenne d'énergie dans les habitations continuera de diminuer en dépit des prix bas de l'énergie.

Environ 50 % de l'amélioration prévue dans l'intensité énergétique dans le secteur résidentiel provient du renouvellement du parc domiciliaire, 20 % de l'amélioration du rendement des appareils de chauffage actuels, 10 % de l'amélioration du rendement des appareils ménagers et, enfin, 10 % du passage de combustibles traditionnels à des combustibles à plus fort rendement. Les 10 % restants s'expliquent par des appareils de chauffage à plus fort rendement dans les nouvelles habitations, un rendement supérieur des nouveaux immeubles et de meilleurs chauffe-eau.

Nous prévoyons, dans le scénario élevé, une diminution plus rapide de l'utilisation d'énergie par ménage que dans le scénario bas. Cette différence se fonde sur l'opinion que l'accroissement plus rapide des revenus dans le scénario élevé permettra aux ménages de remplacer plus rapidement les appareils et d'investir dans leurs nouvelles habitations pour les doter de caractéristiques permettant davantage d'économies d'énergie. Cet effet positif de revenus plus élevés sur le rendement énergétique ne correspond pas du tout à ce que nous avons connu au cours des années 60 et 70. Pendant cette période, les fabricants d'appareils ont manifesté peu d'intérêt pour l'amélioration du rendement énergétique de leurs produits, et les taux de pénétration étaient faibles en ce qui concerne les principaux appareils ménagers. De nos jours, la demande, par les ménages, d'appareils à forte intensité énergétique a atteint des niveaux de saturation ou s'en rapproche, et nous prévoyons que les fabricants seront tenus d'améliorer le rendement des nouveaux appareils, pendant la période des prévisions.

D'ici à 2005, selon nos prévisions, la demande totale d'énergie du secteur résidentiel, dans le scénario élevé, ne sera inférieure que de 3 % environ à la demande dans le scénario bas. L'écart peu élevé entre les deux scénarios découle principalement des hypothèses que nous avons adoptées, selon lesquelles:

i) les améliorations du rendement énergétique des appareils ne seront pas sensibles aux variations de prix de l'énergie,

ii) les ménages ont moins de latitude aujourd'hui que dans les années 70 pour réagir à des hausses de prix de l'énergie,

iii) l'impact de la hausse du prix de l'énergie est compensé par l'effet d'une plus forte croissance des revenus.

4.1.3 Secteur commercial

La demande d'énergie du secteur commercial englobe les besoins du secteur institutionnel et de l'ensemble des services, à l'exception des transports et des services publics d'énergie.

De façon générale, les besoins en énergie de ces consommateurs sont de nature comparable à ceux du secteur résidentiel. L'énergie y est utilisée pour le chauffage et la climatisation des locaux, le chauffage de l'eau, l'éclairage et le fonctionnement de moteurs et d'équipement divers. L'importance relative de ces utilisations pour l'ensemble des consommateurs commerciaux demeure néanmoins différente de ce qui s'observe dans le secteur résidentiel.

Le secteur commercial regroupe des catégories d'immeubles fort différentes quant à leur vocation et à la continuité de l'occupation sur une base journalière. On y retrouve en effet les immeubles à bureaux; les établissements d'éducation, de santé et religieux; ceux du domaine de l'hôtellerie et des loisirs; et enfin les commerces de détail et les entrepôts. Le caractère particulier de chacun de ces types d'immeuble entraîne des besoins spécifiques en énergie de quantité et de nature très différentes.

À cause de cette hétérogénéité, l'évaluation précise de l'impact sur la demande d'énergie d'un changement à la structure du secteur demeure difficile. La validité d'une telle évaluation achoppe sur la disponibilité de données fiables à un niveau de désagrégation élevé pour chaque région du pays.

Un aperçu de l'évolution du prix réel de l'énergie, de l'activité économique et de la demande d'énergie au secteur commercial apparaît au tableau 4-3 pour la période de 1973 à 1986, ainsi que pour les deux scénarios pour la période des prévisions.

De 1973 à 1986, le prix réel de l'énergie s'est accru à un rythme de près de 4 % par année. Comme dans le secteur résidentiel, en réponse à cette hausse de prix les consommateurs du secteur commercial ont adopté différentes mesures d'économie allant de la réduction des niveaux d'éclairage à la conversion, au gaz naturel ou à l'électricité, des systèmes de chauffage conventionnels au mazout. Les gouvernements, ainsi que certains services publics d'énergie, ont mis sur pied des programmes d'aide dans le but d'inciter les consommateurs à limiter leur consommation d'énergie. Les normes de construction ont de plus été modifiées en ce sens.

Durant la même période, la croissance de l'activité économique a eu l'effet d'augmenter la demande d'énergie en favorisant l'accroissement du nombre d'immeubles à vocation commerciale pour répondre aux besoins d'une population croissante. Cet effet haussier sur la demande d'énergie a cependant été partiellement absorbé par le resserrement des normes relatives à l'énergie dans la construction de nouveaux immeubles ainsi que par les efforts d'économie dans les immeubles existants. Malgré une croissance de l'activité économique d'environ 3,5 % par année, les besoins énergétiques du secteur commercial n'auront augmenté qu'à un rythme de 1,2 %; entraînant une diminution de l'intensité énergétique de l'ordre de 25 % pour l'ensemble de la période.

Au cours des dix dernières années, des changements importants se sont produits dans les habitudes de consommation d'énergie des consommateurs commerciaux. Par exemple, grâce aux technologies de pointe, de nouveaux immeubles utilisent annuellement moins d'un gigajoule par mètre carré. À Toronto, Hydro Place, qui est équipée d'un système de récupération et de stockage thermique, consomme aussi peu que 0,6 gigajoule d'énergie par mètre carré par année. Le palais de justice de Newmarket, en Ontario, qui date du début des années 80 et dont la consommation annuelle est de seulement 0,5 gigajoule par mètre carré, est un autre exemple. Dans les années 70, de tels immeubles pouvaient

Tableau 4-3

Demande d'énergie du secteur commercial

taux annuels moyens de croissance (%)

	1973-1986	1986-1990 scénario		1990-2005 scénario	
		bas	élevé	bas	élevé
PIB réel secteur commercial	3,4	2,5	2,8	1,8	2,4
prix réel de l'énergie [a]	3,7	-0,5	-0,6	0,9	1,1
demande - utilisation finale	1,2	1,2	1,5	1,1	1,3
intensité	-2,1	-1,3	-1,3	-0,7	-1,1

niveaux

	1973	1986	1990 scénario		2005 scénario	
			bas	élevé	bas	élevé
demande - utilisation finale (pétajoules)	712	833	873	883	1031	1068
intensité (mégajoules par $ CAN de 1971)	15,1	11,4	10,8	10,8	9,7	9,2

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Le prix de l'énergie représente un indice de prix par secteur, redressé selon le rendement relatif des combustibles.

utiliser annuellement jusqu'à 3 gigajoules par mètre carré de superficie.

Au cours de la période des prévisions, on s'attend à ce que la demande d'énergie du secteur commercial soit influencée par:

- une croissance du prix réel de l'énergie nettement moins importante que par le passé, qui se traduit par des diminutions annuelles moyennes de 0,5 % et 0,6 % de 1986 à 1990 dans les scénarios bas et élevé respectivement, et des augmentations de 0,9 % et 1,1 % de 1990 à 2005 dans les deux mêmes scénarios, et

- une croissance de l'activité économique moins rapide que de 1973 à 1986. Comparativement à cette période, le scénario bas se distingue de façon claire avec des taux moyens de croissance annuelle de 2,5 % de 1986 à 1990, et de 1,8 % de 1990 à 2005. Dans le scénario élevé, la croissance économique du secteur est de 2,8 % et 2,4 % par année en moyenne au cours des deux mêmes périodes.

Ces fluctuations dans les prix et la croissance économique, combinées aux programmes de gestion de la demande d'électricité de certains services publics, mèneront à des changements structurels importants.

Parmi les changements structurels attendus au cours de la période des prévisions, nous prévoyons que les suivants auront l'impact le plus important:

- la continuation d'un comportement d'économie de la part des consommateurs commerciaux et ce, malgré la baisse de prix prévue jusqu'à la fin des années 80 et la faiblesse de la croissance économique qui s'ensuit surtout dans le scénario bas;

- l'augmentation de l'espace réservé aux bureaux, hôtels et commerces suite à l'accroissement de l'activité économique; une diminution ou tout au plus une stabilisation de l'espace occupé par les hôpitaux, immeubles dont la consommation énergétique est la plus intensive parmi les établissements commerciaux (malgré le vieillissement de la population et une demande accrue pour les soins de santé, il est plausible que des soins à domiciles accrus soient offerts et que les maisons d'hébergement pour personne âgées se multiplient); et une croissance relativement lente des établissements d'éducation compte tenu de l'évolution de la structure démographique;

- la pénétration des immeubles modernes offrant un meilleur rendement énergétique variera avec l'activité économique. La technologie moderne dans les nouveaux immeubles est appelée à jouer un rôle important dans la réduction de l'intensité énergétique à mesure que ceux-ci remplaceront les anciens bâtiments moins efficaces. La croissance économique plus forte dans le scénario élevé entraînera la construction d'un plus grand nombre de ces immeubles relativement au scénario bas.

Dans les nouvelles constructions, il apparaît que de plus en plus de grands immeubles commerciaux sont équipés de systèmes de récupération et de redistribution de la chaleur. Ces systèmes sont devenus utiles avec, entre autres, l'utilisation intensive d'équipements de bureaux qui, d'une part, produisent une certaine quantité de chaleur et, d'autre part, nécessitent un environnement plus frais de façon à fonctionner adéquatement. La chaleur produite est récupérée et redistribuée où les besoins l'exigent.

Les fenêtres traitées de façon à absorber les rayons infrarouges du soleil, les pompes à chaleur, les produits d'isolation améliorés ainsi que les systèmes d'éclairage efficaces et les systèmes de gestion informatisée des besoins en énergie sont d'autres produits de l'évolution technologique appelés à jouer un rôle accru dans l'efficacité énergétique des nouveaux immeubles commerciaux.

La mise sur pied de programmes de gestion des besoins en électricité en Ontario et en Colombie-Britannique, dans le but de limiter la croissance de la demande pour cette forme d'énergie, aura aussi une influence non négligeable sur la demande d'électricité et la demande d'énergie du secteur commercial.

La volonté des services d'électricité de l'Ontario et de la Colombie-Britannique de repousser l'installation de capacité additionnelle justifie l'implantation de programmes de gestion des besoins dans ces régions. Les consommateurs de l'ensemble des secteurs sont visés. Cependant le secteur commercial apparaît comme une cible où les possibilités d'économie pouvant être atteintes sont jugées des plus intéressantes, notamment au niveau des besoins liés à l'éclairage et aux moteurs. On estime que des économies substantielles en électricité peuvent encore être atteintes par des mesures telles:

- la mise hors service ou l'élimination d'un certain nombre de lumi-

naires là où un niveau réduit d'éclairage peut être toléré;

- l'installation de lampes fluorescentes efficaces ne consommant que 32 ou 34 watts au lieu des lampes conventionnelles utilisant 40 watts;

- l'installation de ballasts efficaces consommant jusqu'à 12 % moins d'énergie que la génération conventionnelle; et

- l'utilisation de moteurs offrant un rendement approprié aux besoins, ainsi que des moteurs avec entraînement à vitesses variables dans les systèmes de ventilation.

Dans le scénario bas, nous avons supposé que la croissance déjà lente de la demande d'électricité en Ontario ne justifiera l'implantation d'aucun programme dans cette province. L'impact sur la demande d'énergie en Colombie-Britannique, où un programme de gestion des besoins en électricité a été récemment mis sur pied, est cependant incorporé aux résultats. On évalue à environ 5 pétajoules l'impact dans le secteur commercial pour l'année 2005 suite à l'implantation d'un tel programme en Colombie-Britannique.

Dans le scénario élevé, la croissance plus rapide des besoins en électricité amène l'implantation en Ontario d'un programme de gestion des besoins dès 1991. En Colombie-Britannique, le programme déjà en place se poursuit. L'impact des programmes des deux provinces est évalué à une économie d'environ 25 pétajoules en 2005.

Mis à part ces deux régions, nous n'entrevoyons pas la mise en place d'autres mesures incitatives à l'économie ailleurs au pays durant la période des prévisions. Pour ces autres régions, la croissance relativement lente des prix réels de l'énergie dans les deux scénarios aura pour effet de limiter l'accroissement des efforts d'économie, notamment dans les immeubles existants.

Ces attentes nous mènent à prévoir une croissance de la demande d'énergie du secteur commercial de 24 % et 28 % dans les scénarios bas et élevé, respectivement, au cours de la période des prévisions. Cette évolution se traduit par une diminution annuelle moyenne de 1,3 % de la demande d'énergie commerciale par unité de production de 1986 à 1990 dans les deux scénarios et des diminutions de 0,7 % et 1,1 % de 1990 à 2005, dans les scénarios bas et élevé, respectivement.

Quoique l'indice des prix de l'énergie soit un peu plus élevé dans le scénario élevé, la demande d'énergie prévue dans le scénario élevé surpasse celle du scénario bas. Ce résultat est conforme avec l'expérience observée dans le secteur commercial où, par le passé, la demande d'énergie a réagi plus fortement aux variations de la croissance économique qu'à celles des prix. De fait si on ajuste les résultats des deux scénarios pour déduire l'impact des programmes de gestion de la demande d'électricité, la différence entre la demande d'énergie du scénario bas et celle du scénario élevé passe de 37 pétajoules en 2005 à 57 pétajoules, soit un écart de quelque de 6 %. Cet écart aurait été plus important si les hypothèses quant au prix de l'énergie et à la croissance économique n'avaient pas exercé des effets contraires sur la demande d'énergie commerciale.

4.1.4 Secteur industriel

Le secteur industriel comprend les industries manufacturières, la foresterie, la construction et les mines, mais non l'industrie pétrochimique (dont il est question à la section 4.1.5). Le secteur industriel rend compte d'environ 35 % du total de la demande au titre de l'utilisation finale. Cependant un petit nombre d'industries à forte consommation d'énergie représente la majeure partie des besoins énergétiques du secteur. Le tableau 4-4 montre la consommation énergétique des grandes industries en 1986.

L'industrie des pâtes et papiers est celle où la consommation d'énergie est la plus forte, soit plus de 31 % de la demande énergétique industrielle totale en 1986. Toujours en 1986, la consommation d'énergie combinée des mines, des pâtes et papiers, du fer et de l'acier, de la fonte et de l'affinage, du ciment et des produits chimiques représentait 74 % de la demande d'énergie du secteur industriel, alors que la production de ces industries ne représentait que 25 % de la production industrielle totale.

C'est en Colombie-Britannique, en Alberta, en Saskatchewan et dans les provinces de l'Atlantique que l'on retrouve une grande concentration d'industries à forte consommation d'énergie - celles des pâtes et papiers, des mines et de la fonte - ce qui donne lieu à des intensités énergétiques supérieures dans ces provinces (tableau 4-5).

Les économies d'énergie réalisées par unité de production sont le résultat des mesures prises par l'industrie en réponse à toute une gamme d'encouragements et de risques présents sur le marché. Ces différentes mesures se répartissent en deux catégories:

Tableau 4-4

Intensité, niveaux et distribution de l'utilisation industrielle de l'énergie par industrie choisie, 1986

	intensité [a]	pétajoules	réparition (%) [b]
foresterie	18	15	1
mines	85	300	12
industries manufacturières	74	2086	86
pâtes et papiers [c]	347	762	31
fer et acier	238	270	11
fonte et affinage	192	170	7
ciment	456	58	3
raffinage du pétrole	479	104	4
produits chimiques [d]	118	233	10
autres industries manufacturières	22	489	20
construction	5	33	1
total secteur industriel	**62**	**2434**	**100**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] Mégajoules par dollar de 1971 de production industrielle.
[b] Part de la demande énergétique du sous - secteur par rapport à la demande énergétique industrielle totale.
[c] Pâtes et papiers, et produits associés.
[d] Excluent les charges d'alimentation destinées à l'industrie pétrochimique.

Tableau 4-5

Intensité de l'utilisation énergétique dans le secteur industriel, par région en 1986
(mégajoules par dollar de 1971 de production industrielle)

Atlantique	92
Québec	59
Ontario	44
Manitoba	50
Saskatchewan	70
Alberta	104
Colombie - Britannique	102
Canada	62

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

- D'une part, les mesures qui permettent de réduire la consommation d'énergie par unité de production sans pour autant avoir d'effet sur la productivité du capital ou de la main-d'oeuvre comme, par exemple, le recours aux techniques de récupération de la chaleur résiduelle et à l'utilisation de moteurs électriques à haut rendement. Ces types de mesures découlent en général des changements dans les prix moyens et relatifs de l'énergie et dans le délai de récupération des coûts relatifs aux mesures.

- D'autre part, les mesures qui permettent de réduire l'intensité énergétique par la modification d'un procédé industriel particulier; par exemple, la coulée en continu dans les aciéries, l'automatisation accrue et l'informatisation. Ces mesures sont habituellement motivées par des considérations plus générales d'amélioration de la productivité totale et de compétitivité d'une industrie.

On peut attribuer à chacune de ces mesures des réductions de l'intensité énergétique dans le passé; la distinction entre ces deux catégories nous permet de disposer d'un cadre utile pour l'analyse des changements à venir. Toutefois, toutes les réductions d'intensité mesurée ne découlent pas forcément des deux mesures en question.

Un troisième facteur a en effet contribué à la réduction de l'intensité énergétique : il s'agit de l'augmentation de la part d'électricité suite à sa substitution à d'autres combustibles.

Si un procédé consomme une forme d'énergie autre que l'électricité, une perte de conversion survient dans la transformation de l'énergie initialement requise en énergie utile au procédé. Il faut donc plus d'énergie à l'origine que n'en demande le procédé lui-même. Si on substitue l'électricité à tout autre combustible utilisé par ce procédé, il faudra autant d'unités d'énergie utile qu'il en aurait fallu si le procédé avait employé le combustible original. Toutefois, il n'y a pas de perte de rendement entre la réception et l'utilisation de l'électricité; ce faisant, il faut moins d'unités d'énergie initialement pour obtenir la même quantité d'énergie utile. Ainsi, l'intensité d'énergie mesurée (unités d'énergie à l'origine par dollar de production) diminue quand les industries substituent l'électricité à d'autres combustibles. Cette réduction de l'intensité mesurée ne réflete pas un gain de rendement pour un procédé donné, elle se ramène à la simple conversion d'un combustible à l'électricité.

Ainsi, les trois mesures qui peuvent donner lieu à une diminution de l'intensité énergétique sont les suivantes : celles découlant des réductions dans l'utilisation de l'énergie, qui illustrent l'effet des prix de

l'énergie; celles qui reflètent un changement intervenu dans un procédé, sans égard aux prix de l'énergie; et celles qui découlent de l'utilisation de l'électricité plutôt que d'autres combustibles. Ces trois mesures peuvent se combiner l'une l'autre, comme c'est le cas dans la technique thermomécanique de la production de pâtes, qui est un procédé plus efficace et consommant moins d'énergie que les autres procédés semblables, mais qui emploie également de l'électricité.

Les prix de l'énergie et l'activité économique ont joué un rôle important dans la détermination du niveau de la demande d'énergie industrielle de 1973 à 1986. Certaines économies d'énergie ont été réalisées pendant cette période, même si celle-ci s'est composée de deux sous-périodes caractérisées par des tendances distinctes et compensatrices.

De 1973 à 1982, les prix de l'énergie ont subi des hausses considérables et les taux de croissance de la productivité de la main-d'oeuvre et du rendement de l'investissement ont été relativement peu élevés. Les économies d'énergie de quelque 0,7 % par an, pendant cette période, sont le résultat d'un effort concerté de la part des consommateurs industriels en vue de réduire l'utilisation de l'énergie face à d'importantes hausses de prix; cet effort était conforme au premier type d'économie d'énergie dont nous avons parlé précédemment.

Par rapport à cette période, nous avons connu de 1982 à 1986 de très légères variations de prix de l'énergie et des variations beaucoup plus importantes de la productivité et du rendement de l'investissement. Pendant cette période, les préoccupations en matière de rendement énergétique sont passées au second rang derrière des préoccupations beaucoup plus marquées liées au rendement économique et à la compétitivité. La croissance de la production industrielle, l'augmentation de l'utilisation de la capacité et de la productivité, et l'incidence à retardement de la hausse des prix de l'énergie entre la dernière moitié des années 70 et le début des années 80, ont donné lieu à des améliorations notables sur le plan du rendement de l'utilisation, par l'industrie, de l'énergie entre 1982 et 1986. La plupart de ces changements étaient dus à l'adoption de nouveaux procédés, motivée par un souci de compétitivité et de productivité, plutôt que par les coûts de l'énergie. Au cours de cette période, l'intensité énergétique a chuté de 1 % par an en moyenne, et les industries à forte consommation d'énergie ont réalisé, en matière d'économies d'énergie, des améliorations supérieures à la moyenne.

Les tendances globales observées sur les plans de la demande et de l'intensité d'énergie dans l'ensemble du secteur industriel cachent des changements structuraux qui sont survenus dans les industries à forte consommation d'énergie. Les grands développement liés à l'énergie, dans ces industries, sont résumés ci-après.

L'industrie **minière** couvre les activités menées dans les industries d'extraction de minerais métalliques, de minerais non métalliques, de minerais énergétiques et dans les carrières de pierre et de sable. La répartition de l'utilisation d'énergie et de l'intensité énergétique dans le secteur minier, pour l'ensemble des régions, illustre la composition variable de ce secteur sur le plan régional, ainsi que les variations dans l'utilisation de l'énergie au sein du secteur minier.

Ce secteur ne compte pas parmi les industries à forte consommation d'énergie, mais il représente environ 12 % de la demande énergétique industrielle. L'Alberta est la région qui utilise le plus d'énergie dans le secteur minier au Canada. Sa part, qui était de 26 % en 1978, est passée à 48 % en 1986, principalement à cause de l'ampleur des besoins énergétiques de ce secteur (surtout pour les projets d'exploitation des sables bitumineux).

De 1978 à 1986, l'intensité énergétique dans le secteur minier a augmenté de 21 %. Cette augmentation est attribuable à un accroissement de l'exploitation de sables bitumineux, qui consomme énormément d'énergie. L'intensité énergétique du secteur minier dans toutes les régions, à l'exception de l'Alberta, a diminué, surtout grâce à une meilleure gestion de sa consommation de l'énergie, à une application plus répandue des méthodes de récupération de la chaleur et à l'utilisation de moteurs électriques à meilleur rendement.

Comme nous l'avons vu plus tôt, l'industrie des **pâtes et papiers** présente la plus forte part de la demande énergétique du secteur industriel. C'est également la seule industrie où les sous-produits des procédés (résidus du bois et liqueur noire), répondent eux-mêmes à la plupart des besoins énergétiques.

La part qu'occupent ces combustibles a augmenté au cours des dernières années, aux dépens des combustibles achetés comme le mazout lourd, le charbon et, dans une moindre mesure, le gaz naturel. Les combustibles achetés ont répondu à 350 pétajoules de demande d'énergie en 1978 et à 352 pétajoules en 1986, soit une augmentation de 2 pétajoules seu-

lement, alors que la consommation de résidus du bois et de liqueur noire a augmenté de 83 pétajoules, soit de 326 pétajoules en 1978 à 409 pétajoules en 1986, ce qui correspond à 54 % du total des besoins énergétiques de ce secteur.

En règle générale, les améliorations constatées sur le plan de l'utilisation énergétique dans l'industrie des pâtes et papiers, de 1978 à 1986, sont attribuables à un taux d'utilisation relativement élevé de la capacité, à une plus grande application des techniques de récupération de la chaleur, à un recours accru aux techniques thermomécaniques de la production des pâtes (TTMP) et à une meilleure gestion de l'énergie. Entre 1975 et 1984, la capacité de TTMP totale canadienne est passée de 620 à 12 275 tonnes de pâtes séchées à l'air par jour, soit 34 % du total de la capacité de traitement thermomécanique des pâtes et 15 % du total de la capacité de traitement des pâtes au Canada en 1984.

Un autre facteur qui a contribué à améliorer l'intensité énergétique dans l'industrie des pâtes et papiers a été la pénétration de l'électricité dont la part de marché, qui était de 18 % en 1978, est passée à 24 % en 1986. Cet accroissement était essentiellement le résultat d'une meilleure pénétration des procédés TTMP et du succès du programme de vente des excédents d'Hydro-Québec auprès du secteur industriel. Grâce à ce programme, la part de l'électricité dans la satisfaction des besoins énergétiques du secteur industriel s'est accrue au delà du niveau qu'elle aurait atteint suite à l'adoption du procédé de TTMP. Toutefois, le recours accru aux combustibles produits de façon interne, lesquels sont moins coûteux pour l'industrie mais beaucoup moins efficaces que les combustibles achetés, a plus que contrecarré l'incidence de ces améliorations sur le plan de l'intensité énergétique mesurée, avec le résultat que l'intensité énergétique totale dans l'industrie des pâtes et papiers accuse peu d'amélioration de 1978 à 1986.

En 1986, la **production d'acier** canadien a été considérablement inférieure à ce qu'elle était en 1979, année où elle a atteint un sommet inégalé. Cependant, l'utilisation énergétique par unité de production a chuté de 6 % entre 1979 et 1986 malgré une utilisation inférieure de la capacité qui aurait normalement dû occasionner une hausse de l'intensité énergétique. Les économies d'énergie ont été le résultat d'une meilleure gestion de l'énergie, du fait qu'une plus grande partie de l'acier a été produit grâce au procédé de moulage en continu et aux fours électriques, et à une amélioration de la productivité à la suite d'investissements importants dans l'achat de nouveaux équipements et dans l'automatisation et l'informatisation.

De 1978 à 1986, la part d'acier produite grâce au moulage en continu a augmenté de 20 % à 46 %, ce qui a donné lieu à une amélioration de la productivité de quelque 20 % à la suite de l'élimination des interruptions qui caractérisent le procédé traditionnel de fabrication de l'acier et qui donnent lieu à des pertes de matériaux.

La pénétration des fours à arc électrique s'est faite en même temps que l'adoption du procédé de moulage en continu, et la part d'acier produite à l'aide de cette nouvelle technique, qui était de 22 % en 1978, est passée à 29 % en 1986. Comme ce fut le cas dans l'industrie des pâtes et papiers, l'utilisation accrue d'électricité dans la production de l'acier a aussi contribué à diminuer l'intensité énergétique de cette industrie.

L'industrie de la **fonte et de l'affinage** englobe l'industrie de l'aluminium et un grand nombre d'usines de fonte et d'affinage de métaux comme le cuivre, le nickel, le plomb, le zinc, l'or et le titane. L'industrie de l'aluminium est de loin la plus grosse consommatrice d'énergie de ce secteur. Elle rendait compte d'environ 85 % de la demande énergétique totale du secteur de la fonte et de l'affinage en 1986.

Dans ce secteur, l'intensité énergétique a chuté de 12,4 % de 1978 à 1986. Les économies d'énergie réalisées ont été principalement dues à une meilleure gestion de la consommation de l'énergie, à une plus grande utilisation de combustibles de meilleur rendement (la part de l'électricité, qui était de 62 % en 1978, est passée à 72 % en 1986), à une utilisation de la capacité relativement élevée, surtout dans l'industrie de l'aluminium, et à une application accrue de technologies et de procédés nouveaux et plus efficaces sur le plan énergétique, comme l'automatisation et l'informatisation.

La production de **ciment** s'articule autour de deux procédés, l'un connu sous le terme de "procédé à sec" et l'autre sous celui de "procédé humide". Le procédé à sec utilise environ 20 % moins d'énergie par unité de production que le procédé traditionnel humide. À l'heure actuelle, environ 80 % de la production de ciment se fait à l'aide du procédé à sec, soit une augmentation marquée par rapport à 1978 où 65 % du ciment était produit de cette façon traditionnelle. Toutefois, le recours à ces procédés varie d'une région à l'autre. En 1986, dans la région de l'Atlantique et en Saskatchewan, la totalité du

ciment a été produite à l'aide du procédé à sec, plus efficace. Par contre, au Manitoba, tout le ciment était produit par procédé humide. Dans les autres régions, l'utilisation du procédé à sec dominait, avec 65 % à 80 % de la production totale de ciment.

L'industrie du ciment a maintenu sa transition vers le procédé à sec de 1979 à 1986, mais les données publiées montrent une augmentation de l'intensité énergétique de quelque 19 % pendant cette même période. L'utilisation de la capacité dans l'industrie du ciment, qui était de 83 % en 1979, a chuté à 61 % en 1986, contribuant dès lors à une augmentation de l'intensité. On a estimé, dans le cadre du Programme d'économies d'énergie dans l'industrie canadienne, qu'au cours de cette période, les économies d'énergie dans l'industrie du ciment, après redressement en fonction d'une faible utilisation de la capacité et d'autres facteurs non liés au rendement, oscillaient autour de 20 %.

Au cours des dernières années, l'industrie du ciment s'est tournée vers des combustibles dérivés de rebuts, comme de vieux pneus en Ontario, et vers le biogaz en Colombie-Britannique. Au Québec, on s'attend à ce que les huiles et solvants usés commencent à être employés dans certaines cimenteries en 1988. En général, ces combustibles ont un rendement énergétique moins élevé et leur utilisation tend à augmenter l'intensité énergétique.

La demande d'énergie du secteur industriel pendant la période des prévisions sera largement déterminée par la croissance de la production industrielle, les prix de l'énergie, la répartition de la production parmi les différentes industries au sein du secteur industriel et les tendances prévues sur les plans de la productivité et de l'investissement. Les programmes de la gestion de la demande parrainés par les services publics, comme ceux proposés par Hydro-Ontario et par B.C. Hydro, auront également de l'influence.

La part que représentent les industries à forte consommation d'énergie, dans le secteur industriel, peut avoir une incidence marquée sur l'utilisation de l'énergie et sur l'intensité énergétique de l'ensemble du secteur. Selon nos prévisions, la part de ces industries devrait décliner de façon modérée pendant la période des prévisions dans les deux scénarios - soit de 25,5 % en 1986 à entre 23 et 24 % en 2005. Nous estimons que, si les industries à forte consommation d'énergie devaient maintenir, jusqu'en 2005, leur part de production de 1986, la demande énergétique du secteur industriel serait de 4 % à 5 % supérieure à ce que nous avons prévu, dans le scénario élevé et dans le scénario bas.

Nous nous attendons à ce que les prix et le niveau de production industrielle continuent d'influer sur la demande d'énergie dans l'avenir, comme ce fut le cas dans le passé, mais les progrès technologiques et les préoccupations en matière de productivité globale non spécifiquement suscités par les prix de l'énergie, pourront, dans certains cas, constituer des déterminants plus importants sur le plan de la demande d'énergie et de l'intensité énergétique dans le secteur industriel.

Dans les scénarios bas et élevé, nous prévoyons que la production industrielle continuera de croître de façon régulière suivant des taux annuels moyens respectifs de 2,5 % et de 3,5 % pendant la période des prévisions.

Un certain nombre d'incertitudes gênent les prévisions de la demande énergétique du secteur industriel. Parmi les plus importantes, citons:

- le rythme auquel l'industrie adoptera les nouveaux procédés de production affectant la demande énergétique; p. ex., le procédé de fabrication à sec par rapport au procédé humide dans les cimenteries;
- le rythme d'adoption des techniques permettant des économies d'énergie; p. ex., les méthodes de récupération de la chaleur résiduelle;
- les changements dans la répartition de la production entre les industries à forte consommation d'énergie et celles moins énergivores;
- l'incidence des principaux progrès technologiques, comme l'utilisation accrue de moteurs électriques à haut rendement énergétique, ainsi que la mise au point et l'application des superconducteurs;
- les tendances sur les plans de la productivité et du taux d'investissement;
- les questions d'ordre environnemental.

Pour ce qui est des résultats de nos prévisions relatives à la demande énergétique du secteur industriel, il ne faut donc pas perdre de vue ces incertitudes.

Les prévisions de l'utilisation de l'énergie dans le secteur industriel, présentées dans le présent rapport, illustrent en général les changements suivants, communs au deux scénarios, dans les industries les plus importantes:

- Dans l'industrie **minière**, nous avons prévu une amélioration totale du rendement de 2 % d'ici à 2005, dans toutes les régions sauf l'Alberta. En Alberta, les améliorations du rendement sont contrecarrées par l'accroissement des besoins en énergie pour les projets miniers, surtout pour les projets d'exploitation des sables bitumineux.[1] Les besoins en énergie pour ces derniers passent d'environ 72 pétajoules de gaz naturel en 1986 à 146 pétajoules en 2005, dans le scénario bas, et à 161 pétajoules chacun de charbon et de gaz naturel dans le scénario élevé.

- Dans l'industrie **des pâtes et papiers**, nous nous attendons à ce que:

  i) la pénétration de la TTMP se maintienne, ce qui donnera lieu à des améliorations totales du rendement énergétique d'environ 3 % pendant la période des projections;

  ii) des améliorations additionnelles au rendement énergétique de 5 % se réalisent d'ici à 2005 grâce à une meilleure gestion de l'énergie, à un recours accru aux méthodes de récupération de la chaleur, à une utilisation de moteurs électriques de meilleur rendement et à des considérations plus générales concernant la productivité;

  iii) la part de la production de papier journal, qui représente actuellement 20 % de la production de l'industrie, passe à 25 % d'ici à 2005. La production de papier journal exige 40 % moins d'énergie que la production de pâte kraft, puisque la première nécessite moins de déchets ligneux.

- Nous nous attendons à des améliorations du rendement énergétique, dans la production **de fer et d'acier**, d'environ 8 % d'ici à 2005. Cette amélioration sera principalement attribuable à une utilisation accrue de mini-aciéries et de fours à arc électrique, de même qu'à la pénétration soutenue du procédé de moulage en continu.

- Pour ce qui est de l'industrie de **l'aluminium**, nous nous attendons à ce que les technologies actuelles, plus efficaces, soient adoptées par toutes les alumineries. Dans nos deux scénarios, nous prévoyons que cette démarche donnera lieu à une diminution de l'intensité énergétique d'environ 8,5 % au Québec et 11,3 % en Colombie-Britannique d'ici à 2005.

- **La fonte et l'affinage**, aluminium mis à part, devraient accuser une amélioration du rendement énergétique d'environ 5 % d'ici à 2005, à la suite des innovations technologiques incorporées dans les nouveaux équipements.

- Pour ce qui est de l'industrie du **ciment**, nous avons supposé que la totalité du ciment serait produite à l'aide du procédé à sec d'ici à 2005. Nous avons également prévu que l'amélioration globale du rendement de cette industrie donnerait lieu à un déclin de l'intensité énergétique de quelque 3 % durant la période des prévisions.

Ces observations particulières aux différentes industries sont valables dans les scénarios bas et élevé. Un certain nombre de tendances sur le plan de l'utilisation énergétique dans le secteur industriel ne sont toutefois pas communes à ces deux scénarios et viennent donc s'ajouter aux observations ci-haut:

- Dans le **scénario élevé pour l'ensemble des industries**, nous avons prévu une amélioration supplémentaire du rendement énergétique de 5 % d'ici à 2005, attribuable à une meilleure gestion de l'énergie, à l'application des techniques de récupération de la chaleur et à l'utilisation de moteurs à haut rendement énergétique. Quelque 35 % de la demande d'électricité canadienne sert à alimenter les moteurs électriques dans le secteur industriel. Nous prévoyons une plus grande pénétration des moteurs à haut rendement énergétique actuellement offerts sur le marché, surtout dans les industries des pâtes et papiers, des mines et des produits chimiques. On devrait donc assister, dans le scénario élevé, à une augmentation du rendement moyen des moteurs électriques - dont la puissance est de un à 200 chevaux - d'environ 5 points de pourcentage par rapport au niveau actuel qui est de 89 %. Nous croyons que les hypothèses de prix et de croissance économique retenues pour le scénario élevé peuvent rendre ces mesures viables.

- En Ontario et en Colombie-Britannique, la mise en oeuvre des **programmes de gestion de la demande d'électricité** aura également une influence

1. Se reporter au chapitre 7 pour connaître les hypothèses détaillées concernant les projets d'exploitation des sables bitumineux.

sur la demande et sur l'intensité énergétique du secteur industriel. Nous envisageons que ces programmes donnent lieu à des réductions de la demande industrielle de 15 pétajoules dans le scénario élevé, et de 3 pétajoules dans le scénario bas, d'ici à 2005, par rapport à ce qui aurait normalement eu lieu.

En résumé, ces tendances mèneront à des augmentations annuelles moyennes de la demande énergétique industrielle de 1,7 % dans le scénario bas et de 2,8 % dans le scénario élevé, pour la période des prévisions. Nous prévoyons que l'intensité énergétique diminuera d'environ 0,7 % par an dans les deux scénarios, de 1986 à 2005.

De 1986 à 1990, nous prévoyons que l'intensité énergétique diminue dans les deux scénarios, malgré les bas prix actuels de l'énergie (voir le tableau 4-6). Cette tendance est conforme à l'opinion selon laquelle la mise en oeuvre rapide de mesures et de technologies permettant d'économiser l'énergie, déclenchée par les escalades des prix de l'énergie à la fin des années 70 et au début des années 80, se poursuivra au cours des prochaines années. D'ici à la fin des années 80, la plupart des mesures et des technologies d'économie d'énergie les moins coûteuses et les plus faciles à mettre en oeuvre devraient être en place.

Entre 1986 et 1990, les améliorations sur le plan de l'intensité sont moindres dans le scénario élevé que dans le scénario bas. Cela est attribuable aux besoins accrus d'énergie pour l'exploitation des sables bitumineux d'ici à 1990 dans le scénario élevé et au fait que la part de la production des industries à forte consommation d'énergie est plus élevée, dans ce même scénario.

Nous nous attendons à ce que la diminution de l'intensité énergétique se maintienne de 1990 à 2005, dans les deux scénarios. À plus long terme, les économies réalisées dans l'utilisation de l'énergie par unité de production seront largement dues au remplacement de l'équipement existant par un parc d'équipement à meilleur rendement, à l'évolution générale de la technologie et, dans une moindre mesure, à une répartition de la production vers les industries moins énergivores, ainsi qu'à l'adoption de combustibles ayant un meilleur rendement énergétique, en particulier l'électricité. Malgré la croissance marquée des prix de l'énergie, de l'investissement et de la productivité de la main-d'oeuvre, le taux de diminution dans le scénario élevé est semblable à celui du scénario bas.

Comme on peut le constater dans le tableau 4-6, en 2005, l'intensité énergétique est légèrement plus élevée dans le scénario élevé qu'elle l'est dans le scénario bas. Cette constatation semble contredire nos hypothèses, mais elle s'explique en grande partie par les besoins accrus en énergie pour les projets d'exploitation des sables bitumineux dans le scénario élevé par rapport au scénario bas. Si l'on excluait le secteur minier, l'utilisation d'énergie par unité de production serait légèrement plus faible dans le scénario élevé que dans le scénario bas. Une raison moins importante tient au fait que la production des industries à forte consommation d'énergie est marginalement plus élevée dans le scénario élevé que dans le scénario bas, pour toute la période des prévisions, ce qui illustre l'importance des biens d'échange et des produits primaires dans le scénario élevé.

Tableau 4-6

Demande énergétique industrielle

taux annuels moyens de croissance (%)

	1973-1986	1986-1990 scénario		1990-2005 scénario	
		bas	élevé	bas	élevé
PIB réel secteur industriel	1,3	1,9	3,5	2,6	3,5
prix réel de l'énergie [a]	5,6	-1,3	0,1	1,8	3,0
demande - utilisation finale	n/d	1,3	3,3	1,8	2,7
intensité	n/d	-0,6	-0,2	-0,8	-0,8

(niveaux)

	1973	1986	1990 scénario		2005 scénario	
			bas	élevé	bas	élevé
demande - utilisation finale (pétajoules)	n/d	2434	2561	2777	3366	4134
intensité (mégajoules par $ CAN de 1971	n/d	61,9	60,4	61,5	53,8	54,5

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Le prix de l'énergie représente un indice de prix par secteur, redressé selon le rendement relatif des combustibles.

n/d: Non disponible à cause d'une discontinuité dans les données.

D'ici à 2005, la demande énergétique du secteur industriel dans le scénario élevé est de 767 pétajoules, soit 23 % de plus que dans le scénario bas. Cette différence est attribuable au fait que la production industrielle est de 21 % supérieure dans le scénario élevé et que la consommation d'énergie nécessaire à la production du bitume, dans le scénario élevé, exige 180 pétajoules de plus que dans le scénario bas.

4.1.5 Utilisation d'hydrocarbures à des fins non énergétiques

En 1986, 8,5 % de la demande totale d'énergie au titre de l'utilisation finale a servi à des fins non énergétiques; cela représentait 598 pétajoules. De ce total, 375 pétajoules (63 %) étaient absorbés par l'industrie pétrochimique, 123 pétajoules (20 %) par la demande d'asphalte, et le reste par les lubrifiants, les graisses, le coke de pétrole et d'autres produits pétroliers servant à des fins non énergétiques. Le tableau 4-7 illustre les besoins en énergie destinés à des fins non énergétiques pour les années 1986, 1990 et 2005.

Nous incluons dans les besoins en hydrocarbures de l'industrie pétrochimique, le gaz naturel utilisé à titre de charge d'alimentation[1], les distillats légers du pétrole (comme le naphta), et les liquides de gaz naturel (propane, butanes et éthane) servant à la fois de charges d'alimentation et de combustible[2], pour produire l'ammoniac et les produits pétrochimiques primaires:

i) l'ammoniac tiré du gaz naturel;

ii) le méthanol tiré du gaz naturel;

iii) les oléfines (éthylène, propylène, butadiène et butylène) tirés des distillats légers du pétrole ou des liquides de gaz naturel;

iv) les carbures aromatiques (benzène, toluène, xylène) provenant des distillats légers du pétrole; et

v) d'autres produits.[3]

Étant donné que ces produits primaires servent à obtenir une très large gamme de biens industriels et de consommation, notamment les plastiques, les adhésifs, les solvants, les cosmétiques, les fibres synthétiques, les colles, les produits en mousse, les agents frigorigènes, les produits en caoutchouc synthétique, et les engrais, la demande d'hydrocarbures à des fins de transformation par l'industrie pétrochimique dépend en dernière analyse des quantités consommées de chacun de ces produits finals. Par ailleurs, la demande d'hydrocarbures à des fins de transformation par l'industrie pétrochimique, au Canada, dépend de nos échanges en ce qui concerne les produits pétrochimiques primaires et intermédiaires, ainsi que les produits finals.

Les prévisions de la demande de charges d'alimentation pétrochimiques subissent l'influence de plusieurs facteurs incertains:

- la position concurrentielle du Canada sur les marchés mon-

1. Dans le Rapport d'octobre 1986, le gaz naturel utilisé comme combustible par l'industrie pétrochimique était également inclus. Dans le présent rapport, il est compris dans la demande de gaz du secteur industriel. Grâce à ce changement, notre traitement du gaz naturel correspond à celui de Statistique Canada.
2. Pour les distillats légers du pétrole et les LGN, notre classification est identique à celle adoptée par Statistique Canada.
3. Ces produits comprennent le noir de charbon obtenu à partir des distillats légers du pétrole ou du gaz naturel, ainsi que les produits de raffinerie tels que l'heptène et l'octène.

Tableau 4-7

Utilisations non énergétiques

(pétajoules)

	1986	1990 scénario		2005 scénario	
		bas	élevé	bas	élevé
industrie pétrochimique					
gaz naturel	149	166	166	181	181
pétrole	127	169	169	219	219
GPL	99	123	123	174	174
total de l'industrie pétrochimique	375	457	457	574	574
asphalte	123	128	135	165	186
autres utilisations non énergétiques	100	129	125	176	168
total des utilisations non énergétiques	**598**	**714**	**717**	**915**	**928**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

diaux des produits pétrochimiques, influencée par les coûts relatifs des charges d'alimentation, les coûts d'immobilisation, les frais d'exploitation, les coûts de transport, et l'accès aux marchés;

- le calendrier de construction de nouvelles usines canadiennes pendant la période des prévisions, qui subit l'influence du calendrier mondial de mise en service d'usines et de la croissance de la demande de produits; et

- les besoins concernant la gamme de produits et, pour les usines possédant une certaine souplesse en ce qui concerne les charges d'alimentation, les prix des autres charges d'alimentation utilisables.

Le délai relativement long (de quatre à cinq ans) de planification et de construction de nouvelles usines, ainsi que l'instabilité des prix des charges d'alimentation et de la demande de produits, expliquent qu'à des périodes marquées par la vigueur de la demande et un taux élevé d'utilisation de la capacité, succèdent des périodes caractérisées par l'effondrement de la demande des produits et d'importants excédents de capacité, pendant lesquelles les producteurs n'ont pas toujours réussi à recouvrer leurs frais d'exploitation. Il s'agit là d'un problème mondial qui touche l'industrie canadienne comme celle d'autres pays. Pour produire de façon efficace et réduire au minimum les coûts de production par unité de produit, les usines doivent pratiquement tourner à plein régime; ainsi, dans cette industrie, il est en général préférable de fermer complètement plutôt que de tourner au ralenti et d'avoir une production coûteuse et non compétitive.

La majorité des installations de production canadiennes sont relativement nouvelles, de classe mondiale, et la technique utilisée est efficace. Les installations continuent d'être modifiées et modernisées.

Quatre nouvelles usines d'ammoniac, représentant une capacité annuelle totale de production d'environ 800 kilotonnes, sont entrées en service, en 1986 et 1987, en Colombie-Britannique et en Alberta, tandis que deux petites usines d'ammoniac de l'Alberta (dont la capacité totale était de 160 kilotonnes environ par an) ont fermé en 1987.

La faiblesse de la demande en 1986 et 1987 a provoqué de brèves fermetures d'usines de méthanol pendant chacune de ces années.

Au Québec, une petite usine d'éthylène (55 kilotonnes par an) a fermé à la fin de 1986, mais on a modernisé une usine plus grande (d'une capacité de 200 kilotonnes par an) entre 1986 et le début de 1988, afin de la doter d'une souplesse beaucoup plus grande en ce qui concerne les charges d'alimentation. Un pourcentage des charges d'alimentation, pouvant aller jusqu'à 75 %, peut désormais être constitué de propane et de butanes, le reste étant représenté par le naphta et le gas-oil.

Une raffinerie du Québec qui avait fermé au début de 1986 a été remise partiellement en exploitation, à la fin de cette même année, et produit actuellement des carbures aromatiques et d'autres produits pétrochimiques.

En 1987, l'industrie pétrochimique prise dans son ensemble a recommencé à enregistrer des profits après avoir accumulé des pertes pendant plusieurs années. Le volume de la production a augmenté de 23 % en 1987 par rapport à 1986, et le taux d'utilisation de la capacité a augmenté pour la sixième année consécutive, atteignant 95 %, soit son niveau le plus élevé depuis de nombreuses années. Les exportations ont fait un bond de 47 % et atteint 2,6 milliards de dollars, d'où un excédent de 557 millions de dollars par rapport aux importations.

Les excellents résultats de l'industrie en 1987 s'expliquent par une saine croissance de l'économie mondiale, la baisse de la valeur du dollar canadien, et la diminution des coûts des charges d'alimentation par suite des baisses des prix mondiaux du pétrole et des prix du gaz naturel au Canada, la baisse des prix du gaz étant due à l'adoption d'un mécanisme de fixation des prix axées sur les forces du marché. Cependant, certains produits ont eu un meilleur rendement que d'autres. La production de méthanol, d'éthylène, de butadiène, de butylène et de benzène a augmenté de 10 % à 16 %, mais la production de propylène et de toluène est restée inchangée et celle de xylène et d'ammoniac a légèrement diminué. Dans l'ensemble, les prix ont augmenté, mais on a enregistré des diminutions de prix en ce qui concerne le butylène, le toluène, le xylène, l'ammoniac et le noir de charbon.

En raison de la vigueur de la demande actuelle, plusieurs sociétés pétrochimiques nord-américaines envisagent présentement une expansion, mais compte tenu des dépassements cycliques d'objectifs en matière d'expansion que l'on a connus dans le passé, plusieurs producteurs choisissent de suivre la stratégie moins risquée consistant à agrandir les usines existantes plutôt qu'à en construire de nouvelles.

Nous prévoyons que, de façon générale et dans le long terme, les taux de croissance de la demande mondiale et de la demande canadienne relativement aux produits de l'industrie pétrochimique se maintiendront pratiquement au niveau du taux de croissance globale de l'économie, bien que l'apparition de nouveaux produits et l'évolution des goûts des consommateurs puissent accélérer le rythme d'accroissement de la demande pour ces produits.

Selon les clauses de l'Accord de libre-échange Canada/États-Unis, les tarifs douaniers sur les produits pétrochimiques primaires seront ramenés progressivement à zéro sur une période de cinq ans; déjà l'ammoniac est exonéré de tout droit. Par ailleurs, l'Accord prévoit l'élimination sur cinq ans, et dans certains cas sur dix ans, des droits de douane sur certains produits dérivés. Les abaissements de tarifs douaniers faciliteront l'accès des producteurs canadiens et américains aux marchés coéchangistes, renforçant ainsi la pression de la concurrence. Les prix relatifs des charges d'alimentation et le rendement des usines deviendront des facteurs encore plus cruciaux, déterminant les échanges et la production intérieure. Pour établir les hypothèses d'accroissement de la capacité qui sous-tendent nos prévisions, présentées ci-après, nous avons tenu pour acquis l'entrée en vigueur prochaine de l'Accord de libre-échange.

En raison des incertitudes qui caractérisent la demande et les prix dans l'industrie pétrochimique, ainsi que la compétitivité de l'industrie canadienne, nous avons décidé d'utiliser les mêmes hypothèses dans les deux scénarios retenus par nous. Ces hypothèses découlent des consultations que nous avons menées.

Nous prévoyons que les besoins en charges d'alimentation de l'industrie pétrochimique, en ce qui concerne le gaz naturel pour la production d'ammoniac et de méthanol, qui étaient de 149 pétajoules en 1986, atteindront 181 pétajoules en 2005, soit un taux d'accroissement annuel moyen de 1 % environ:[1]

- Une usine d'ammoniac située en Alberta, qui est actuellement fermée, recommencera à produire en 1990 et deux nouvelles usines, d'une capacité individuelle de 350 kilotonnes par an, seront construites en Alberta; l'une d'entre elles entrera en service en 1995, et l'autre en l'an 2000.[2]

- En ce qui concerne le méthanol, on n'augmentera pas la capacité installée pendant la période des prévisions, bien que la capacité et la demande à l'échelle mondiale se soient rapprochées récemment et que l'on ait annoncé que Ocelot envisage l'agrandissement de son usine de Colombie-Britannique. L'utilisation accrue de méthanol à titre de combustible ou d'agent mélangeur, ou son utilisation pour la production d'éther butylique tertiaire de méthyle (EBTM), qui sert à relever l'indice d'octane de l'essence, pourrait justifier un accroissement de la capacité avant 2005. Bien que l'on ait parlé de construire des usines d'EBTM en Alberta et au Québec, aucune annonce officielle n'avait été encore faite au moment de la rédaction du présent rapport.

Nous prévoyons que l'utilisation de l'éthane à titre de charge d'alimentation et de combustible, qui était de 84 pétajoules en 1986, passera à 140 pétajoules en 2005, soit un taux d'accroissement annuel de presque 3 %.[3]

- Une nouvelle usine d'éthylène d'une capacité de 680 kilotonnes commencera à produire en Alberta en 1995, et la capacité des usines existantes de cette province augmentera de 10 % d'ici à 1989. Il ne nous échappe pas que les décisions relatives à la capacité de production d'éthylène pourraient être influencées par tout changement que le gouvernement de l'Alberta pourrait apporter à sa politique relative à l'éthane.

- La capacité des usines d'éthylène et de carbures aromatiques, en Ontario et au Québec, augmentera de 2 % par an de 1988 à 2005, grâce à l'élimination des goulots d'étranglement et à des augmentations progres-

1. Ces chiffres sont nettement inférieurs à ceux du Rapport d'octobre 1986 en raison de l'exclusion du combustible et du fait que l'on a retenu un plus petit nombre de nouvelles usines d'ammoniac.
2. On constate ici une diminution par rapport aux prévisions contenues dans notre rapport d'octobre 1986 qui prévoyait la construction de cinq nouvelles usines de 1990 à 2005.
3. Nos présentes prévisions relatives à l'éthane à titre de charge d'alimentation et de combustible sont plus élevées que celles contenues dans notre rapport d'octobre 1986, en raison des nouvelles hypothèses adoptées à propos des augmentations annuelles progressives de la capacité des usines existantes dans l'Est du Canada.

sives de la capacité. Nous avons utilisé le même taux d'augmentation dans les deux scénarios, bien que l'on ne puisse pas écarter la possibilité d'une croissance plus rapide dans le scénario élevé.

On prévoit que la quantité de pétrole utilisée à titre de charge d'alimentation pétrochimique et de combustible, qui était de 127 pétajoules en 1986, passera à 219 pétajoules d'ici à 2005.[1] L'industrie de l'Est du Canada utilise principalement du pétrole; cependant, elle a commencé à accroître sa souplesse en ce qui concerne les charges d'alimentation. Le choix des charges d'alimentation, à un moment ou à un autre, dépend aussi bien des prix relatifs de ces charges que de la gamme désirée de produits. Comme il existe une grande variété de combinaisons possibles de charges d'alimentation et que chacune de ces combinaisons donne une gamme différente de produits, il est impossible de prévoir, avec quelque confiance, la gamme des charges d'alimentation, si l'on ne dispose pas de projections concernant spécialement les prix de chaque type de charge d'alimentation pouvant jouer le rôle de substitut, ainsi que les volumes et les prix de chacun des produits pouvant être obtenus grâce aux différentes charges d'alimentation.

Nous fondant sur des opinions récemment exprimées et sur l'expérience acquise, nous supposons une augmentation modeste des quantités de GPL servant de substitut au pétrole. Nous prévoyons une utilisation accrue du pétrole en raison de la faiblesse de cette augmentation, qui se combine avec l'accroissement de l'ensemble des besoins en charges d'alimentation et découlant de la reprise dans l'industrie en 1987, et le taux d'augmentation prévu de 2 % de 1988 à 2005 des capacités des usines d'éthylène et de carbures aromatiques en Ontario et au Québec, dont il a été fait état précédemment.

La quantité de propane utilisée à titre de charge d'alimentation et de combustible, qui était de 8 pétajoules en 1986, passera à 28 pétajoules en 2005. Les butanes représentaient 7 pétajoules en 1986, mais leur utilisation semble avoir diminué en 1987 par suite de la chute des prix du pétrole. Nous prévoyons que l'utilisation des butanes se situera dans une fourchette de 5 à 7 pétajoules au cours de la période des prévisions.[1]

En dehors de l'industrie pétrochimique, l'utilisation la plus importante des hydrocarbures à des fins non énergétiques est celle de l'asphalte. En dehors du revêtement des routes et des pistes d'aéroport, l'asphalte est utilisé pour les toitures, le revêtement intérieur des canaux, des réservoirs, des barrages et des digues, comme agent agglomérant des roches dans les brise-lames, l'isolation des conduites d'eau et des câbles de communication souterrains, et l'empierrement des voies ferrées. Les tendances en matière de revêtement des routes auront une grande influence sur la demande totale d'asphalte, car le revêtement représente quelque 75 % de l'utilisation totale d'asphalte.

Au cours de la période des prévisions, la demande d'asphalte continuera d'être influencée par la mise en oeuvre des techniques de recyclage. Nous prévoyons que cette demande augmentera à un taux annuel moyen de 1,6 % ou de 2,2 %, selon les scénarios bas et élevé, respectivement. Ces prévisions reflètent l'opinion selon laquelle l'évolution de la demande de ce produit dépend largement de la conjoncture économique.

Les huiles et graisses lubrifiantes, le coke du pétrole, les produits spéciaux du naphta et d'autres produits non énergétiques du pétrole représentent 17 % de la demande à des fins non énergétiques. Nous nous attendons à ce que la demande pour l'ensemble de ces produits continue d'augmenter à des taux annuels moyens de 3 % environ, dans les deux scénarios, de 1986 à 2005. D'ici à 2005, ces produits devraient représenter légèrement moins de 20 % de la demande à des fins non énergétiques.

4.1.6 Secteur des transports

Le secteur des transports comprend les transports routier, ferroviaire, aérien et maritime. Le mode routier est, de loin, le plus important, car il a absorbé, en 1986, 82 % de l'énergie utilisée à des fins de transport. Quant au transport aérien, il représente 9 % de la demande totale du secteur des transports, les modes ferroviaire et maritime se partageant le reste à parts égales.

---

1. Dans les présentes prévisions, nous prévoyons un taux plus faible de substitution des GPL au naphte que dans notre rapport d'octobre 1986, où nous tenions pour acquis le maximum de susbtitution compatible avec la configuration des usines. Cette différence, ainsi que notre hypothèse d'augmentations annuelles progressives de la capacité, expliquent que les prévisions sont plus faibles en ce qui concerne les GPL, et plus élevées en ce qui a trait au pétrole, que les prévisions contenues dans le rapport d'octobre 1986. Nous prévoyons que les quantités de GPL servant de charges d'alimentation pétrochimiques et de combustibles seront relativement faibles comparativement au pétrole, et seront très sensibles aux prix relatifs des charges d'alimentation.

Les produits pétroliers représentent 99 % de la demande d'énergie dans le secteur des transports. En fait, la demande de pétrole qui émane de ce secteur constitue 62 % de la totalité de la demande de pétrole au titre de l'utilisation finale. L'essence pour moteur occupe la première place parmi les carburants utilisés pour le transport (65 %), suivie par le carburant diesel (22 %) et le carburéacteur (9 %); le reste (4 %) étant représenté par le mazout lourd, le propane, l'essence-aviation, le gaz naturel pour véhicule (GNV) et l'électricité.

Le *secteur routier* représente une si large part de l'utilisation totale d'énergie à des fins de transport, que les variations de la demande d'énergie à des fins de transport reflètent principalement l'évolution du transport routier. L'essence pour moteur constitue la presque totalité du carburant utilisé par les automobiles, tandis que l'énergie servant à faire rouler les camions se partage de façon relativement équilibrée entre l'essence (57 %) et le carburant diesel (40 %). Les camions légers consomment 75 % environ de l'essence utilisée par le parc des camions, alors que les camions Diesel extra-lourds consomment 91 % du carburant diesel servant au transport routier.

La croissance de la demande d'énergie au titre du transport routier est égale approximativement à la somme des taux de croissance du parc de véhicules, du rendement énergétique moyen du parc de véhicules et de la distance moyenne parcourue par véhicule (tableaux 4-8 et 4-9).

La croissance du parc de voitures et de camions est déterminée par le revenu réel personnel disponible (voitures) ou le produit intérieur brut réel (camions), les frais d'ex-

Tableau 4-8

Variables déterminantes de l'utilisation d'essence pour moteur

taux annuels moyens de croissance (%)

	1973-80	1980-86	1986-1990 scénario bas	1986-1990 scénario élevé	1990-2005 scénario bas	1990-2005 scénario élevé
secteur automobile						
prix réel de l'essence	2,5	1,8	-0,5	2,5	0,2	0,5
ventes de voitures neuves	-0,6	2,7	0,6	0,8	1,6	2,0
parc automobile	3,8	1,6	1,8	1,8	1,8	2,0
rendement énergétique						
- voitures neuves (L/100 km)	-4,0	-4,3	-0,4	-0,5	-0,6	-0,8
- total des voitures (L/100 km)	-0,7	-4,4	-3,3	-3,4	-0,9	-1,0
distance moyenne parcourue par automobile	-0,6	1,0	0,9	0,9	0,0	0,0
demande d'essence pour automobiles	2,4	-2,1	-0,7	-0,7	0,9	0,9
secteur des camions (essence)						
ventes de camions neufs	3,6	4,0	4,3	5,4	1,2	1,5
parc de camions	6,8	1,3	4,7	4,9	2,1	2,7
rendement énergétique						
- camions neufs	-1,0	-4,3	-0,9	-1,0	-0,7	-0,8
- total des camions	-1,3	-3,2	-3,7	-3,8	-1,1	-1,3
distance moyenne parcourue par camion	-2,0	-1,2	0,2	0,2	-0,3	-0,4
demande d'essence pour camions	3,3	-3,6	0,9	0,9	0,6	0,7

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Tableau 4-9

Variables déterminantes de l'utilisation du diesel dans le secteur du transport routier

taux annuels moyens de croissance (%)

	1973-80	1980-86	1986-1990 scénario bas	1986-1990 scénario élevé	1990-2005 scénario bas	1990-2005 scénario élevé
secteur des camions (diesel)						
PIB réel, industriel	1,6	1,1	1,7	3,3	2,6	3,5
prix réel du diesel pour camions	1,3	4,5	-2,4	1,3	0,6	1,0
ventes de camions neufs	6,7	4,8	1,9	3,1	2,3	3,6
parc de camions	10,4	4,3	8,0	8,0	3,6	4,7
rendement énergétique						
- camions neufs (L/100 km)	-2,5	-1,2	-0,7	-0,7	-0,5	-0,6
- total des camions (L/100 km)	-0.9	-1,8	-2,0	-2,1	-1,0	-1,2
distance moyenne parcourue par camion	5,5	2,2	-1,6	-1,7	-0,8	-1,1
utilisation du diesel par les camions	15,4	4,7	4,1	4,0	1,8	2,3

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis

ploitation et les frais financiers. Le rendement énergétique moyen du parc de véhicules dépend du taux d'amélioration du rendement énergétique des véhicules neufs dans les différentes catégories de poids, du passage d'une catégorie de poids à une autre, ainsi que du taux de renouvellement du parc de véhicules. Par exemple, le rendement énergégique moyen du parc de camions à essence dépend non seulement des améliorations apportées au rendement des camions neufs légers, et des camions moyens/lourds, mais aussi des changements survenus dans la composition, selon le poids, du parc des nouveaux modèles. La composition selon le poids du parc de camions est, quant à elle, influencée par la croissance relative de la demande de véhicules récréatifs, par rapport à celle de véhicules utilitaires, ainsi que par les préférences des acheteurs, les prix de la main-d'oeuvre, des carburants et du matériel servant au camionnage. Une hausse du prix des carburants et des salaires pourrait, par exemple, entraîner des changements dans les conceptions des camions de façon à augmenter la charge utile et à réduire la croissance de la quantité de carburants utilisées. Les remarques qui précèdent s'appliquent également aux changements dans la distance moyenne parcourue par véhicule. La distance moyenne parcourue dépend non seulement des revenus et des prix des carburants, mais aussi de l'âge moyen du parc de véhicules et du nombre de véhicules que possède un ménage.

On peut diviser en trois phases l'évolution antérieure de l'utilisation d'énergie dans le secteur des transports: la période de 1965 à 1973, qui a été marquée par une augmentation rapide de l'utilisation d'énergie dans le secteur des transports, par suite de la forte croissance de l'économie et de la baisse des prix réels de l'énergie; la période de 1973 à 1980, caractérisée par une diminution du taux de croissance de l'utilisation d'énergie dans le secteur des transports, par suite du ralentissement de la croissance économique et de la hausse des prix de l'énergie; et la période d'après 1980, pendant laquelle l'utilisation d'énergie dans le secteur des transports a effectivement diminué sous l'impact de hausses soutenues des prix de l'énergie qui ont entraîné une amélioration rapide du rendement énergétique du parc de véhicules.

De 1965 à 1973, la demande d'énergie du secteur des transports a augmenté de 6 % par an en moyenne. L'utilisation totale de l'essence pour moteur, dans le secteur routier, a augmenté de 6 % environ par an, alors que l'utilisation du carburant diesel pour le transport routier a augmenté de 15 % par an. Le pourcentage du carburant diesel dans le secteur routier a augmenté de 1965 à 1973, passant de 3 % à 6 %. Au cours de cette période, la demande d'énergie du secteur du transport routier a été déterminée principalement par les facteurs suivants:

- Le nombre de voitures en service a augmenté à un rythme moyen de 5 % par an, et le nombre de voitures par ménage est passé de 1 en 1965 à 1,19 en 1973.

- L'ensemble du parc de camions a augmenté à raison de 5 % par an; ce taux relativement élevé reflète le rôle grandissant des camions légers en tant que véhicules récréatifs.

- Le parc de camions Diesel extra-lourds a connu une croissance de 15 % par an. Cette croissance rapide a été provoquée par divers facteurs; citons les avantages qu'offrent les camions extra-lourds pour le transport des marchandises à valeur unitaire élevée, par rapport aux transports ferroviaire et maritime, la dissémination des activités manufacturières jadis concentrées à l'intérieur des grandes villes et l'expansion du réseau routier. Cette tendance s'est maintenue tout au cours des années 70 et au début des années 80.

- Le rendement énergétique moyen du parc de véhicules (voitures et camions) est resté pratiquement inchangé jusqu'au début des années 70.

De 1973 à 1980, la demande d'énergie du secteur des transports a augmenté à un rythme annuel moyen de 3,5 %. Le ralentissement de la croissance par rapport à la période d'avant 1973 a reflété principalement la diminution du taux de croissance de la demande d'essence pour automobile, qui constitue le principal élément de la demande d'énergie de ce secteur. En fait, la croissance de la demande du secteur du transport routier pour le carburant diesel s'est maintenue au taux qui avait été observé avant 1973. Le taux de croissance plus faible de la demande d'essence, par rapport à celle de carburant diesel, dans le mode routier, reflète l'influence d'un certain nombre de facteurs:

- Bien que le parc de voitures ait augmenté au rythme de 4 % par an, l'effet de cette augmentation sur l'utilisation de carburants a été, dans une large mesure, compensé par des améliorations du rendement énergétique moyen du parc et par des réductions de la distance moyenne parcourue par automobile. Le

rendement énergétique des voitures neuves s'est accru de 4 % par an de 1973 à 1980, ce qui reflète les normes de rendement énergétique imposées par la Environmental Protection Agency (EPA), aux États-Unis, ainsi que l'augmentation, en pourcentage, des ventes de petites voitures dans le totalité des ventes de voitures neuves, qui est passée de 37 % en 1976 à 56 % en 1980.

- Dans le secteur des camions, la croissance de la demande d'essence a été plus lente que durant la période antérieure à 1973, ce qui reflète un ralentissement de la croissance du parc de camions à essence, une réduction de la distance parcourue en moyenne par type de camion et des améliorations du rendement énergétique dans ce secteur. Le ralentissement de la croissance du parc de camions à essence a été provoqué par la baisse du taux d'accroissement du parc des camions à essence légers, combinée avec la diésélisation des camions moyens et lourds. Le rendement énergétique des camions à essence neufs s'est accru également de 1 % par année.

- En ce qui concerne les camions Diesel extra-lourds, la croissance du parc s'est maintenue à un rythme proche du taux de croissance du secteur manufacturier. La distance moyenne parcourue par camion Diesel a augmenté de 5 % par an, ce qui reflète le rôle grandissant du camionnage lourd pour le transport des marchandises sur de longues distances. L'allongement de la distance moyenne parcourue indique également que les poids lourds Diesel ont pénétré des marchés qui étaient desservis auparavant par le transport ferroviaire.

La période de 1980 à 1986 a été caractérisée par une baisse de 2 % par an de la demande d'énergie émanant du secteur des transports. Cette baisse s'est manifestée dans tous les modes. La baisse de 2,6 % par an de l'utilisation d'essence pour moteur a été compensée en partie par une augmentation de 5 % environ par an de l'utilisation du carburant diesel aux fins du transport routier. Les taux de croissance de l'utilisation de l'essence et du carburant diesel reflètent l'influence d'un certain nombre de facteurs:

- Le parc de voitures a augmenté à un taux inférieur de moitié de celui qui avait été observé de 1973 à 1980. Le nombre de voitures par ménage a diminué de 1980 à 1986, passant de 1,26 à 1,20.

- Le rendement énergétique moyen du parc de voitures s'est accrue de 4 % par an, ce qui reflète principalement des améliorations du rendement énergétique des voitures neuves nord-américaines, après 1976. La réduction du poids a été un des principaux facteurs d'amélioration du rendement énergétique des voitures neuves. Le poids moyen des voitures nord-américaines est passé de 1 735 kilogrammes en 1978 à 1 373 kilogrammes en 1986. Les améliorations techniques mises en oeuvre pendant la période de hausse des prix du pétrole ont produit des effets durables grâce au renouvellement du parc de véhicules de telle sorte qu'en dépit de la chute des prix du pétrole depuis 1981, l'utilisation de carburant par kilomètre parcouru n'a pas cessé de diminuer.

- La tendance à acheter des voitures plus petites a renforcé l'impact des améliorations apportées au rendement des différents modèles. Le pourcentage des ventes de petites voitures neuves a augmenté, passant de 49 % en 1978 à 75 % en 1982, après quoi il a oscillé entre 60 % et 63 % jusqu'en 1987.

- La croissance du parc de camions à essence a été plus que compensée par une augmentation du rendement énergétique de ce parc. En application des normes obligatoires de l'EPA adoptées aux États-Unis, le rendement énergétique moyen des nouveaux camions légers à essence s'est amélioré de 4,3 % par an de 1980 à 1986.

- En ce qui concerne l'utilisation du carburant diesel pour le transport routier, l'impact de la croissance du parc de camions Diesel extra-lourds a été plus fort sur l'utilisation des carburants, que sur le rendement énergétique moyen du parc. La plupart des gains en matière de rendement énergétique sont dus à l'utilisation de pneus radiaux et de radiateurs équipés de ventilateurs, à des améliorations des dispositifs d'admission d'air des moteurs et des systèmes d'échappement, ainsi qu'à la réduction de la résistance aérodynamique. La distance moyenne parcourue par camion Diesel a continué d'augmenter comme à la période antérieure.

Aux fins d'analyse, deux scénarios ont été élaborés. Dans le scénario élevé, nous avons retenu un prix élevé du pétrole de pair avec une croissance rapide du revenu réel personnel disponible. À l'inverse, le scénario bas se caractérise par une croissance plus lente du reve-

nu personnel. Par conséquent, dans chacun des scénarios, les effets du revenu et du prix du pétrole sur la demande tendent à s'annuler réciproquement, ce qui explique que nos prévisions relatives à la croissance de l'utilisation d'énergie dans le secteur des transports ne diffèrent que faiblement d'un scénario à l'autre. Selon nos prévisions, l'énergie utilisée par le secteur des transports augmentera de 1,2 % par an de 1986 à 2005, dans le scénario élevé, et de 1 %, dans le scénario bas. L'utilisation totale d'essence pour moteur augmentera de 0,6 % par an dans les deux scénarios, l'utilisation d'essence par les camions augmentant légèrement plus vite que l'utilisation d'essence par les automobiles. Le carburant diesel utilisé aux fins du transport routier augmente de 2,6 % par an, dans le scénario élevé, et de 2,2 % par an, dans le scénario bas.

Nos prévisions concernant l'augmentation de la consommation d'énergie des voitures et des camions se fondent sur nos prévisions relatives à la croissance **du parc de véhicules**, au **rendement énergétique moyen** du parc de véhicules et à la **distance moyenne parcourue** par véhicule.

Nous prévoyons que le nombre de voitures par ménage passera de 1,20 en 1986 à 1,35 en 2005, dans le scénario élevé, et à 1,30 dans le scénario bas. Ces prévisions se fondent sur une augmentation prévue de 78 % à 88 % du pourcentage des ménages propriétaires de voitures, de 1987 à 2005. La projection établie dans le scénario élevé se fonde sur l'hypothèse que le pourcentage des ménages possédant une seule voiture passera de 53,5 % en 1987 à 60 % en 2005, alors que le nombre des ménages possédant plus d'une voiture passera de 24,6 % en 1987 à 28 % d'ici à 2005. Les données de Statistique Canada révèlent que la croissance des revenus entraîne une augmentation du pourcentage des familles possédant une seule voiture, ainsi que des familles possédant deux ou plusieurs voitures. Le **parc automobile** augmentera au rythme de 2 % par an de 1986 à 2005, dans le scénario élevé, et de 1,8 % par an dans le scénario bas.

Selon nos prévisions, **le rendement énergétique technique des voitures neuves** augmentera de 13 % de 1986 à 2005, dans le scénario élevé, et de 10 % dans le scénario bas. D'après ce que nous avons connu durant la période récente caractérisée par l'absence d'amélioration du rendement énergétique moyen des voitures neuves, pondérée en fonction des ventes, certains analystes prévoient qu'il n'y aura aucune augmentation, voire même qu'il y aura une détérioration du rendement énergétique technique des voitures neuves. Cependant, nous croyons qu'il ne convient pas de tirer des conclusions à propos du rendement éngergétique des véhicules neufs, en se fondant sur la moyenne, pondérée en fonction des ventes, du rendement énergétique des voitures neuves, car ces deux mesures ne sont pas identiques. Nos prévisions relatives à l'amélioration du rendement énergétique technique des voitures neuves se fondent sur les facteurs suivants:

- Bien que le rendement énergétique, pondéré en fonction des ventes, des voitures neuves n'ait pas beaucoup changé depuis 1983, notre analyse révèle une amélioration, certes graduelle, du rendement énergétique technique, et la diminution des économies de carburant, pondérées en fonction des ventes, est due principalement à la tendance récente à acheter des véhicules plus lourds, qui se manifeste à l'intérieur des catégories de petites et de grosses voitures, ainsi qu'entre les catégories elles-mêmes.

- De 1984 à 1986, le rendement énergétique moyen, pondéré en fonction des ventes, des nouveaux modèles aux États-Unis s'est amélioré de 2 % par an, bien que les prix des carburants soient sensiblement plus bas aux États-Unis qu'au Canada. On peut attribuer ces améliorations à des réductions de poids rendues possibles par des substitutions de matériaux et à l'utilisation croissante des contrôles électroniques. Même les modèles de luxe ont été allégés de quelque 400 livres. Ces changements techniques majeurs dans les caractéristiques des véhicules, bien que motivés par la situation qui prévaut aux États-Unis, seront très probablement incorporés aux véhicules vendus au Canada, en raison de l'intégration de nos industries de l'automobile et des prix des carburants plus élevés au Canada qu'aux États-Unis.

- En dépit du fait que les améliorations du rendement énergétique les plus faciles et importantes ont déjà été introduites dans la conception des véhicules, il existe encore des techniques permettant d'obtenir de nouvelles améliorations rentables. Parmi les techniques rentables pouvant s'appliquer à la carosserie et à la transmission des automobiles, on peut citer la réduction de poids grâce aux substitutions de matériaux, la diminution du coefficient de résistance aérodynamique, l'utilisation de la transmission surmultipliée, l'adoption de pneus radiaux à profil bas et l'utilisation

d'additifs pouvant protéger les moteurs contre l'usure prématurée. Parmi les techniques concernant le moteur, on peut citer l'utilisation de dispositifs permettant de réduire les frictions internes, ainsi que les contrôles électroniques. L'application prochaine des contrôles électroniques aux moteurs ne fait aucun doute, car les véhicules devant satisfaire aux nouvelles normes antipollution doivent être équipés d'un microprocesseur pour le contrôle des gaz d'échappement. Tout acheteur pourrait donc choisir de doter son véhicule de certains accessoires qui, à des coûts assez faibles, seraient greffés sur le microprocesseur. On prévoit que les consommateurs réagiront de façon favorable à la plupart de ces techniques, car celles-ci permettent l'accroissement de la performance et la réduction de l'entretien. Une réaction favorable des consommateurs faciliterait l'acceptation de certaines augmentations de prix des voitures, lesquelles seront probablement modestes en raison de la capacité excédentaire disponible dans l'industrie de l'automobile.

- Les innovations technologiques sont suscitées partiellement par des variations des prix des carburants ou de la demande des consommateurs; de telles innovations peuvent découler également de la concurrence que se font les constructeurs afin d'offrir des produits qui soient d'un niveau technologique supérieur et plus économiques. Nous ne croyons guère à un renversement important en ce qui concerne les préférences manifestées par les consommateurs au cours des dix dernières années. On peut donc s'attendre à ce que des techniques permettant des économies de carburant soient mises en oeuvre, même si les prix des carburants n'augmentent pas. La demande de voitures plus puissantes, l'installation de dispositifs antipollution et la préférence pour des accessoires tels que le climatiseur d'air peuvent empêcher que l'on réalise sur le plan du rendement des gains comparables à ceux enregistrés au cours des dix dernières années. Cependant, il ne semble pas probable que ces facteurs compenseront complètement les gains techniques mentionnés précédemment; aussi, nous avons prévu des améliorations modestes.

Nous ne prévoyons que peu de changements en ce qui concerne la **distance moyenne parcourue par automobile**. Historiquement, la distance moyenne parcourue est restée stable en dépit de fortes augmentations du revenu personnel disponible; il se peut que la hausse des prix de l'énergie contribue à expliquer cela, mais l'habitude est probablement un facteur plus décisif.

Le marché des camions utilitaires légers comprend les camionnettes, les fourgonnettes, et les véhicules spéciaux. De façon générale, ils servent aussi bien à des fins commerciales qu'à des fins récréatives. Les camionnettes sont utilisées principalement par les fermiers et les petites entreprises, tandis que les fourgonnettes à long châssis servent de véhicules de service et au déplacement des personnes. Les véhicules spéciaux présentent des caractéristiques exceptionnelles conçues pour répondre aux besoins d'un client particulier; c'est le cas par exemple des véhicules destinés au transport des personnes handicapées.

Par suite de la réduction de la taille des automobiles après 1976, des véhicules de la catégorie des camions utilitaires légers remplacent de plus en plus fréquemment les grosses voitures. Les ventes dans cette catégorie ont été stimulées par la vogue des véhicules à quatre roues motrices, se prêtant aussi bien à des fins utilitaires qu'à des activités sportives, et par l'attrait qu'exercent les véhicules spéciaux de taille réduite sur ceux qui achetaient autrefois des voitures et qui exigent maintenant un véhicule confortable pouvant transporter certaines charges utiles. Depuis 1983, il s'est développé un nouveau marché pour les petites fourgonnettes qui remplacent les grosses voitures, les familiales et les petits camions utilitaires. On compte de plus en plus de petites fourgonnettes dans les flottes des grandes sociétés et des services publics. Certaines villes ont modifié les règlements applicables aux taxis afin de permettre l'utilisation de petites fourgonnettes. Le pourcentage des petites fourgonnettes sur le marché des camions utilitaires légers est passé de 0 % en 1983 à 25 % environ en 1987.

Selon nos prévisions, le marché des camions utilitaires légers continuera de s'adapter non seulement pour occuper le créneau ouvert par suite de la réduction de la taille des automobiles, mais aussi en fonction des nouvelles préférences des acheteurs concernant le confort et le caractère fonctionnel des véhicules, ce qui contribuera à la croissance soutenue de ce marché.

Nous prévoyons que le **parc de camions légers** augmentera de 3,4 % par an, dans le scénario élevé, et de 2,9 % par an, dans le scénario bas, soit à un taux nettement inférieur à celui de 6 % par an enregistré de 1973 à 1986. Cette révision à la baisse s'expli-

que en partie par le fait que la récente augmentation de ventes de fourgonnettes reflète le passage des grosses autos aux fourgonnettes, et que nous prévoyons une saturation graduelle de ce marché. Nous nous attendons également, par rapport à la période historique, à un ralentissement de la croissance des ventes de fourgonnettes et de véhicules à usages spéciaux utilisés à des fins récréatives.

Selon nos projections, **le rendement énergétique moyen des nouveaux camions légers** augmentera de 0,8 % par an de 1986 à 2005, dans le scénario élevé, et de 0,7 % par an, dans le scénario bas. Plusieurs des remarques faites précédemment à propos des voitures s'appliquent également aux camions légers.

En ce qui concerne l'utilisation du carburant diesel pour le transport routier, nous prévoyons que le **parc des camions Diesel extra-lourds** augmentera de 3,5 % pendant la période des prévisions, dans le scénario élevé, et de 3,2 %, dans le scénario bas, ce qui est nettement inférieur au taux de croissance annuel de 6 % observé de 1973 à 1986. Le ralentissement de la croissance du parc des camions Diesel extra-lourds doit aller de pair avec une gestion plus efficace des charges utiles, en raison de la concurrence accrue dans un milieu déréglementé. Les règlements provinciaux autorisent désormais des camions-remorques combinés plus longs, ce qui se traduit par une augmentation de la charge utile par chargement. On s'attend également à un ralentissement de l'accroissement de la part des industries manufacturières dans le PIB réel du secteurs de la production de biens. Toutefois, le parc total des camions Diesel augmente plus rapidement que celui des camions Diesel extra-lourds, par suite de la diésélisation prévue au sein du marché des camions utilitaires légers. Presque tous les camions légers roulent actuellement à l'essence. Nous prévoyons que le pourcentage des ventes de camions Diesel légers dans le total des ventes des camions légers passera d'ici à 2005 à 3 %, dans le scénario élevé, et à 2 %, dans le scénario bas. L'accroissement des ventes des camions Diesel légers a été ralenti par des problèmes de démarrage à froid, et par des plaintes concernant des odeurs désagréables, la maniabilité et la performance.

Il semble que les possibilités d'améliorer **le rendement énergétique des camions diesels extra-lourds** sont moindres que pour les voitures et les camions légers. Nous ne nous attendons à aucune amélioration significative du rendement énergétique des camions Diesel extra-lourds. Les constructeurs reconnaissent, en ce qui concerne l'efficacité des véhicules lourds, que des gains viendraient à l'avenir des systèmes électroniques incorporés qui contrôlent l'injection de carburant dans le cylindre, contrôlent la vitesse de croisière, ainsi que de divers systèmes incorporés au camion (par exemple, les dispositifs de contrôle de la pression d'huile et d'eau, de la température et du régime du moteur), et même des systèmes d'alarme de fermeture et des ordinateurs de croisière. Il est vraisemblable cependant que les améliorations pouvant en découler sur le plan du rendement énergétique seront compensées en partie par l'allongement des trains routiers et par la nécessité de respecter des normes plus contraignantes en matière de gaz d'échappement.

Selon nos prévisions, le rendement énergétique des camions Diesel extra-lourds augmentera de 0,7 % par an, dans le scénario élevé, et de 0,6 % par an, dans le scénario bas. Cette augmentation du rendement énergétique des nouveaux équipements représente à peu près la moitié de la croissance observée après 1978, et elle reflète en partie le fait que l'on a déjà mis en oeuvre plusieurs techniques rentables permettant des économies d'énergie. L'accroissement du rendement est également inférieur à celui applicable aux nouveaux camions légers, ce qui est conforme avec l'expérience passée.

Nous prévoyons une croissance limitée du marché pour le propane et le gaz naturel sous pression (communément appelé GNV – gaz naturel pour véhicule). Le marché du propane a atteint son plein développement; aussi, nous ne nous attendons qu'à une croissance modeste de l'utilisation du propane pour le transport routier. Le marché de gaz naturel pour véhicule n'a pas pu connaître une croissance rapide en raison de l'absence de stations permettant de faire aisément le plein. Les subventions accordées par le gouvernement fédéral et les services publics de distribution du gaz, combinés avec des remises d'impôt accordées par les gouvernements provinciaux, pourraient entraîner la conversion au GNV de certaines flottes et de certains véhicules de livraison. Selon nos prévisions, la part du propane et du gaz naturel dans l'utilisation totale d'énergie pour le transport routier, qui était de 1,3 % en 1986, passera à 3 % en 2005, dans le scénario élevé, et à 2,2 %, dans le scénario bas.

La demande du secteur du transport aérien représente actuellement 9 % de la demande totale d'énergie du secteur des transports. L'utilisation d'énergie dans le secteur du transport aérien a aug-

Tableau 4-10

Demande d'énergie du secteur des transports

(pétajoules)

	1973	1986	1990 scénario		2005 scénario	
			bas	élevé	bas	élevé
transport routier	1181	1434	1478	1479	1730	1791
essence	1106	1139	1130	1130	1268	1285
diesel	75	274	321	319	416	446
autres	0	21	27	30	46	60
transport aérien	126	163	185	184	192	208
transport ferroviaire	101	75	88	88	102	107
transport maritime	132	75	84	82	94	91
total	**1541**	**1747**	**1835**	**1832**	**2118**	**2198**
rendement énergétique						
total des voitures (GJ/100 km)	0,58	0,42	0,37	0,37	0,32	0,31
total des camions (GJ/100 km)	0,96	0,88	0,79	0,79	0,70	0,68
consommation moyenne d'énergie						
par voiture (GJ)	96	71	64	64	57	55
par camion (GJ)	250	208	188	187	162	156

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Tableau 4-11

Demande d'énergie du secteur des transports et intensités énergétiques

taux annuels moyens de croissance (%)

			1986-1990 scénario		1990-2005 scénario	
demande d'énergie	**1973-80**	**1980-86**	**bas**	**élevé**	**bas**	**élevé**
transport routier	3,9	-1,2	0,8	0,8	1,1	1,3
- voitures	2,5	-1,9	-0,7	-0,7	0,9	1,0
- camions	6,0	-0,4	2,3	2,3	1,2	1,6
transport aérien	4,5	-1,0	3,3	3,1	0,2	0,8
transport ferroviaire	-1,0	-3,6	3,9	3,9	1,0	1,3
transport maritime	1,9	-11,0	2,9	2,2	0,8	0,8
total	**3,5**	**-1,9**	**1,2**	**1,2**	**1,0**	**1,2**
intensités énergétiques						
consommation d'énergie par automobile	-1,3	-3,5	-2,4	-2,4	-0,9	-1,0
consommation d'énergie par camion	-1,0	-1,9	-2,5	-2,7	-1,0	-1,2

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

menté à un taux moyen équivalant à près du double du taux de croissance du PNB dans les années 60 et au début des années 70, principalement par suite de la vogue croissante des déplacements aériens pour des motifs d'affaires et de vacances. Le nombre des kilomètres-passagers a augmenté trois fois plus vite que le PNB. Cependant, depuis le début des années 70, l'accroissement de l'utilisation d'énergie dans le secteur aérien a été moins rapide que celui du PNB. Ceci reflète en partie le ralentissement de la croissance des déplacements aériens, et en partie l'adoption de mesures d'économies de carburants telles que la rationalisation des trajets, l'augmentation des facteurs de charge et les améliorations techniques apportées à la conception des moteurs et des fuselages, qui ont amélioré le rendement énergétique, par kilomètre-passager, des aéronefs.

Selon nos prévisions, l'utilisation d'énergie dans le secteur du transport aérien augmentera au rythme de 1,3 % par an, dans le scénario élevé, et de 1 % par an, dans le scénario bas. Ces taux d'augmentation représentent moins de la moitié des taux de croissance du PNB dans l'un et l'autre des scénarios. Ces prévisions reflètent l'opinion selon laquelle l'accroissement du nombre des kilomètres-passagers sera modeste en raison, notamment, de l'impact des télécommunications sur les voyages d'affaires, alors que les facteurs de charge continueront d'augmenter. Dans le même temps, le rendement énergétique des aéronefs continuera de s'améliorer par suite de l'application de mesures telles que de nouvelles modifications aux moteurs des aéronefs existants, le remplacement des vieux aéronefs par de nouvelles flottes à rendement énergétique plus élevé, et

l'amélioration des méthodes de contrôle de la circulation aérienne. Nous prévoyons, pour la période des prévisions, des gains de 1,5 % environ par an dans le rendement énergétique des aéronefs.

Il existe beaucoup d'incertitude quant à l'impact exercé sur la demande d'énergie par la déréglementation de l'industrie du transport aérien. L'intensification de la concurrence pourrait entraîner l'utilisation d'aéronefs à rendement supérieur, mais ceci pourrait être compensé par la multiplication des voyages vers, peut-être, une plus large gamme de destinations.

Les transports maritime et ferroviaire sont utilisés surtout pour les marchandises en vrac telles que les céréales, le charbon, le minerai de fer et les billes de bois, encore que le rail soit aussi parfois utilisé pour transporter certains produits manufacturés. Chacun de ces deux secteurs représente actuellement 5 % environ de la demande d'énergie du secteur des transports. D'après ce que nous avons connu récemment, nous prévoyons que l'utilisation d'énergie augmentera à un rythme beaucoup plus lent que l'activité économique. Selon nos prévisions, la croissance de l'utilisation d'énergie dans le secteur ferroviaire sera de 1,9 % par an, dans le scénario élevé, et de 1,6 % par an, dans le scénario bas. Pour le secteur maritime, les taux de croissance correspondants sont de 1,1 % et de 1,2 %.

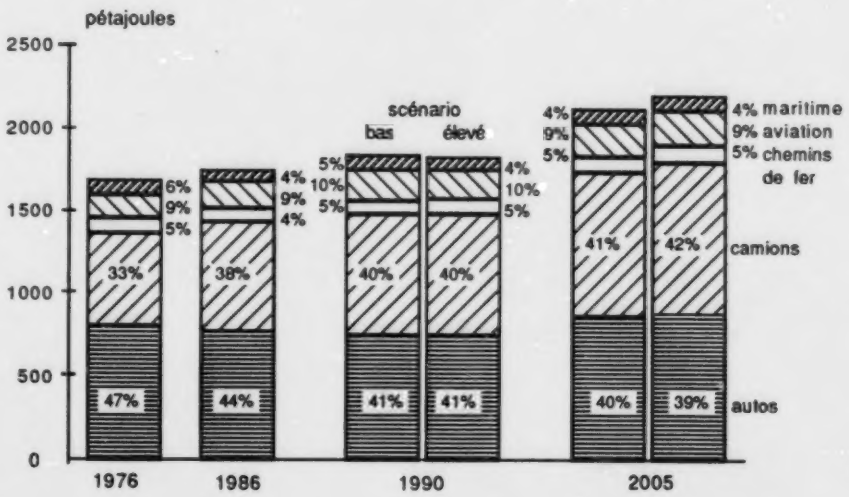
Nous n'avons peut-être pas tenu compte suffisamment de l'impact de la révision des tarifs de transport du grain du Nid-du-Corbeau. Les mesures récemment adoptées entraîneront une augmentation de la capacité du réseau ferroviaire; aussi, l'utilisation d'énergie dépassera quelque peu le niveau que nous avons prévu. L'électrification des voies ferrées sur une grande échelle semble improbable; les sociétés ferroviaires ne sont pas disposées à s'engager fermement à procéder à l'électrification en raison des coûts élevés de celle-ci et de l'incertitude qui règne quant à une aide financière gouvernementale.

Le tableau 4-10 illustre la ventilation de la demande d'énergie du secteur des transports; ce tableau présente les différentes demandes afférentes au transport automobile, au camionage, au transport aérien, au transport ferroviaire et au transport maritime. Le tableau 4-11 présente les taux annuels moyens de croissance pour ces grands agrégats du secteur des transports. La figure 4-2 illustre l'évolution de la répartition de l'utilisation d'énergie entre les cinq secteurs des transports.

Résumé

La demande totale au titre de l'utilisation finale dans les scénarios bas et élevé apparaît à la figure 4-3. La distribution sectorielle de la demande est indiquée dans cette figure pour le scénario bas seulement; les différences dans l'utilisation, par secteur, de l'énergie entre les deux scénarios sont examinées ci-après. La demande au titre de l'utilisation finale s'accroît de 1,4 % annuellement dans le scénario bas, et de 1,8 % dans le scénario élevé, de 1986 à 2005. En 2005, la demande au titre de l'utilisation finale dans le scénario élevé est de 9 % supérieure à celle du scénario

Figure 4-2
Répartition de la demande de carburant par secteur de transport



Source: tableau A10-1 en annexe

bas, parce que l'effet positif d'une activité économique plus forte fait plus que compenser l'effet négatif de prix pétroliers plus élevés, par rapport au scénario bas. Comme il a été mentionné dans la section 4.1.1, les prix du gaz naturel et de l'électricité sont largement semblables dans les deux scénarios, tandis que dans le scénario élevé, les prix des produits pétroliers sont, en 2005, de quelque 20 % à 50 % supérieurs à ceux du scénario bas, la valeur de l'écart étant fonction du type de produit.

Les deux prévisions indiquent des déclins constants de l'intensité énergétique - de 0,7 % par année dans le scénario bas et de 1 % par année dans le scénario élevé. Les différences dans la demande sectorielle d'énergie entre les deux scénarios reflètent nos hypothèses selon lesquelles l'activité économique et le prix influent sur les demandes sectorielles d'énergie, ainsi que les hypothèses de changements dans le rendement de l'utilisation de l'énergie dans chaque scénario.

Les principales différences dans les demandes sectorielles dans les deux scénarios sont les suivantes:

- La demande résidentielle est, dans le scénario élevé, de 3 % inférieure à celle du scénario bas en 2005. Les revenus, plus élevés, devraient accroître le taux d'amélioration du rendement énergétique, lequel compense les autres effets des revenus, comme une pénétration accrue des nouveaux appareils ménagers. Ces gains aboutissent à une diminution de la demande dans le scénario élevé, puisque le nombre de ménages demeure le même dans les deux scénarios (section 4.1.2).

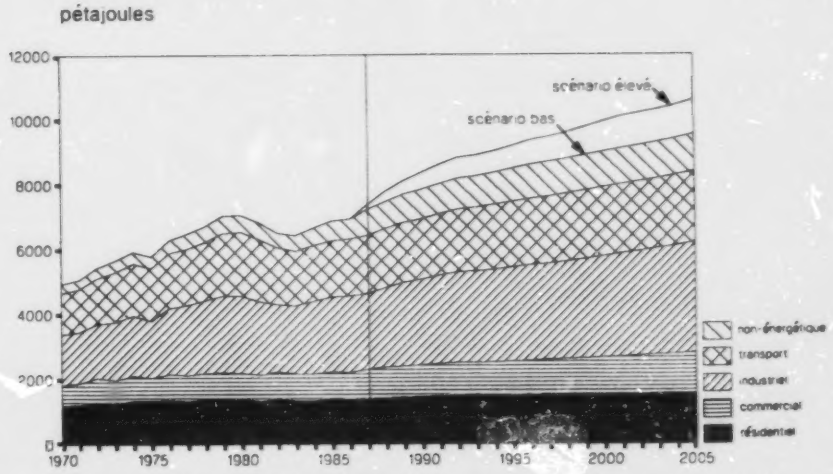
- La demande du secteur commercial au titre de l'utilisation finale est, dans le scénario élevé, de 3 % supérieure à celle du scénario bas, car dans le scénario élevé, nous prévoyons que la croissance de la production du secteur commercial fera plus que compenser les gains de rendement supérieurs dans ce scénario.

- La demande d'énergie du secteur industriel montre la plus grande fluctuation dans les deux scénarios, puisqu'elle est, dans le scénario élevé, de 23 % supérieure à celle du scénario bas, d'ici à 2005. Cela résulte de nos hypothèses selon lesquelles la production industrielle totale est de 21 % supérieure, et la production des industries à forte consommation d'énergie est de 25 % supérieure par rapport au scénario bas en 2005. La demande d'énergie de l'industrie rendait compte de 35 % de la demande au titre de l'utilisation finale en 1986; en 2005, elle rend compte de 37 % et de 42 % de la demande au titre de l'utilisation finale dans les scénarios bas et élevé, respectivement.

- Les besoins en transport sont de 4 % plus élevés dans le scénario élevé, parce qu'un parc d'automobiles et de camions plus important (grâce à des revenus et des niveaux de production plus élevés) fait plus que compenser les améliorations rapides de rendement (en réponse à des prix du pétrole plus élevés) relativement à ce qui se produit dans le scénario bas. Le secteur des transports rend compte de 63 % de la demande au titre de l'utilisation finale en ce qui a trait au pétrole.

- L'utilisation des hydrocarbures à des fins non énergétiques est seulement marginalement plus élevée dans le scénario élevé, à cause d'un recours plus grand à l'asphalte. La demande de charges d'alimentation pétrochimique ne diffèrent pas entre les deux scénarios.

Figure 4-3
Demande énergétique globale pour utilisation finale



Source: tableau A4-4 en annexe

Dans notre rapport d'octobre 1986, notre scénario de prix élevés du pétrole comportait une croissance économique plus faible que le scénario bas. Ainsi, dans le scénario de prix élevé du pétrole, les prix élevés de l'énergie et une croissance économique moins élevée se renforçaient mutuellement en termes de leurs effets négatifs sur la demande d'énergie. Le scénario de prix bas du pétrole se combinait à des prix plus bas de l'énergie et à une croissance économique plus élevée, tous deux stimulant la demande d'énergie. La demande au titre de l'utilisation finale dans le scénario de prix bas du pétrole était de 10 % supérieure en 2005 qu'elle l'était dans le scénario de prix élevé du pétrole. Dans le présent rapport, la demande dans le scénario élevé est d'environ 9 % supérieure à celle du scénario bas, parce que des revenus plus élevés dans l'ensemble font plus que compenser l'effet négatif de prix plus élevés; des revenus plus élevés sont une caractéristique principale du scénario élevé.

Différences dans la demande dénergie par secteur au titre de l'utilisation finale en 2005

(%)

	rapport de 1986 [a] forte croissance / faible croissance	rapport de 1988 [b] forte croissance / faible croissance
résidentiel	8	-3
commercial	12	3
industriel	10	23
transport	14	4
non énergie	1	1
total	**10**	**9**

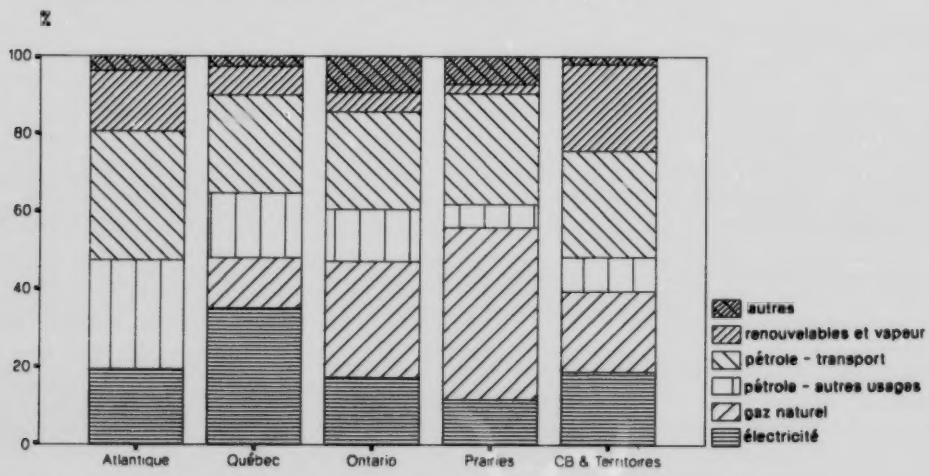
Nota: [a] Dans le rapport d'octobre 1986, la forte croissance économique était liée aux prix bas du pétrole, et la faible croissance aux prix élevés du pétrole.
[b] Dans le rapport 1988, nous supposons qu'un taux élevé de croissance économique mondiale (et par conséquent, une forte croissance canadienne) entraînerait des prix élevés du pétrole, alors que les prix du pétrole sont bas dans notre scénario de faible croissance économique.

Dans le rapport d'octobre 1986, la production industrielle et le produit intérieur brut total étaient respectivement de 8 % et de 6 % plus élevés dans le scénario bas vers 2005. Dans le présent rapport, ils sont de 21 % et de 15 % plus élevés dans le scénario élevé que dans le scénario bas d'ici à 2005.

L'encadré montre les différences entre la demande d'énergie, par secteur, dans les deux scénarios, dans les rapports de 1986 et de 1988.

Figure 4-4

Parts des combustibles pour utilisation finale par région en 1986



Source: tableau A4-6 en annexe

4.2 Demande d'énergie au titre de l'utilisation finale par combustible et par région

L'utilisation des combustibles varie beaucoup selon les régions en raison de la disponibilité et de l'utilisation du gaz naturel, ainsi que des prix relatifs de l'énergie dans chaque région. Comme le montrent la figure 4-4 et le tableau 4-12, l'absence de gaz naturel dans la région de l'Atlantique aboutit à une plus forte utilisation du pétrole, en pourcentage, à des fins autres que le transport. Au Québec, où les prix de l'électricité sont moins élevés que dans beaucoup d'autres provinces, et où le gaz naturel est moins bien accepté pour des usages résidentiels, la part de l'électricité est presque deux fois plus élevée qu'ailleurs au pays. L'utilisation considérable du gaz naturel par l'industrie en Ontario, combinée avec la forte pénétration de ce combustible dans les secteurs résidentiel et commercial, font du gaz naturel le combustible le plus important dans cette province. Dans les Prairies, le gaz naturel est prédominant, bien que, sur une base provinciale, l'électricité joue un rôle important dans le cadre de l'utilisation des combustibles à des fins autres que le transport au Manitoba. La dépendance de la Colombie-Britannique à l'égard des déchets ligneux pour son industrie des pâtes et papiers constitue la principale raison de la part relativement forte qui revient aux ressources énergétiques renouvelables dans cette province.

Tableau 4-12

Répartition de l'utilisation finale des combustibles par région en 1986

(%)

	Atlantique	Québec	Ontario	Prairies	C.-B. et Territoires
électricité	19	35	17	12	19
gaz naturel	-	13	30	44	21
pétrole - autre que pour les transports	28	17	13	6	9
pétrole - transports	33	25	25	28	27
renouvelables [a] et vapeur	16	7	5	2	22
autres	4	3	9	7	2
Total	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Les énergies renouvelables comprennent le bois, les résidus de bois, la liqueur noire, les énergies solaire et éolienne, ainsi que les déchets municipaux.

[b] Les autres formes d'énergies comprennent le charbon, le coke, le gaz de cokéfaction et les liquides de gaz naturel.

Tableau 4-13

Utilisation finale d'énergie par région

	(pétajoules)			croissance annuelle moyenne (%)	
	1986	2005 scénario		1986-2005 scénario	
		bas	élevé	bas	élevé
Atlantique	504	629	693	1,2	1,7
Québec	1435	1867	1979	1,4	1,7
Ontario	2469	3278	3502	1,5	1,9
Manitoba	243	299	306	1,1	1,2
Saskatchewan	278	341	371	1,1	1,5
Alberta	1171	1470	1858	1,2	2,5
Colombie - Britannique	885	1133	1166	1,3	1,4
Canada	**6986**	**9018**	**9876**	**1,4**	**1,8**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Sur une base régionale, nous avons supposé qu'aucun grand changement ne sera apporté au réseau actuel de distribution des combustibles; par exemple, nous n'avons pas inclus le gaz naturel dans la région de l'Atlantique, ou un gazoduc vers l' Île de Vancouver.

Le tableau 4-13 présente les niveaux de la demande globale d'énergie par région en 1986 et en 2005, pour les deux scénarios. L'Ontario rend compte d'approximativement 35 % de la demande d'énergie au titre de l'utilisation finale au Canada; ce pourcentage ne change pas pendant la période des projections. Le profil d'accroissement de la demande d'énergie

au titre de l'utilisation finale suit de près celui de la croissance économique, sauf en Alberta où la demande de bitume dans le scénario élevé confère à la demande d'énergie de cette province un rythme d'accroissement plus rapide.

L'énergie renouvelable se caractérise par une forte concentration régionale, comme le montre la figure 4-4. Nous présentons ci-après nos prévisions quant au rôle des énergies de remplacement, avant d'examiner plus en détail la demande de combustibles par région.

4.2.1 Énergies de remplacement

L'expression "énergies de remplacement" désigne des sources d'énergie renouvelable, telles que le bois, les déchets de bois, l'énergie solaire, l'énergie éolienne produite à petite échelle, ainsi que les sources non traditionnelles comme les déchets municipaux.

En 1986, ces sources permettaient de satisfaire un peu moins de 8 % des besoins d'énergie du Canada au titre de l'utilisation finale. Du total de 522 pétajoules d'énergie de remplacement, 78 % ou 410 pétajoules consistaient en déchets de bois utilisés dans le secteur des pâtes et papiers, et 21 % en bois utilisé dans le secteur résidentiel.

La mesure de l'utilisation des énergies de remplacement ou renouvelables dans les secteurs résidentiel et commercial se heurte à certaines difficultés. Dans certains cas, le bois ou l'énergie solaire peuvent ne pas constituer la principale source d'énergie. Le recours à l'énergie solaire passive ou l'usage sporadique du bois peuvent être mesurés comme étant des économies d'énergie (car ils réduisent le recours aux sources d'énergie traditionnelle mesurée), plutôt que comme une consommation d'énergie de remplacement. Il est donc probable que nous sous-estimons l'utilisation de certaines de ces formes d'énergie de remplacement, bien que nos prévisions rendent compte de leur impact sur l'utilisation des sources d'énergie traditionnelle non renouvelable.

La demande d'énergie de remplacement sera influencée par les modalités d'établissement des prix de toutes les formes d'énergie. Il existe essentiellement deux méthodes fondamentales de comptabilité permettant de déterminer les prix. L'une d'entre elles est la "comptabilité des coûts sociaux" en vertu de laquelle le prix de l'énergie permettrait de recouvrer non seulement les coûts directs de production, mais aussi d'autres coûts que la production de l'énergie impose à des parties autres que les producteurs d'énergie. Un exemple est offert par le coût lié à la pollution des centrales alimentées en combustibles fossiles, ou la perte des avantages liés à la pêche par suite des perturbations entraînées par la construction d'un barrage. L'établissement des prix en fonction du coût social permettrait de tenir compte de tous ces facteurs; il ne comprendrait pas les subventions, et il reflèterait le coût social de la prochaine unité d'énergie produite.

L'autre méthode d'établissement des prix est "la comptabilité industrielle", reflétant la façon dont le marché perçoit les coûts de l'offre et détermine les prix du marché, pour un niveau donné d'impôt et de subventions. Sur cette base, les prix du marché comprennent les coûts directs de production des fournisseurs d'énergie, toutes les subventions reçues, les taxes payées, et ils peuvent refléter un mélange de coûts marginaux et historiques.

Le rapport entre les prix des énergies de remplacement et des énergies classiques pourrait différer si le prix était calculé selon les coûts sociaux plutôt que sur une base commerciale ou en fonction du marché. Cependant, nous avons choisi d'établir les prix en fonction du marché parce que notre objectif principal est d'estimer la demande et l'offre d'énergie dans le contexte du comportement prévu de prix du marché.

Compte tenu de nos prévisions concernant les prix du pétrole, du gaz naturel et de l'électricité, nos prévisions n'indiquent que peu de changements dans les parts respectives des différentes formes d'énergie de remplacement. Sauf en ce qui a trait à l'utilisation du bois par le secteur résidentiel et des déchets ligneux par l'industrie, la technologie actuelle associée à la plupart des énergies de remplacement est encore coûteuse comparativement aux technologies de production de l'énergie classique, lorsque son prix est établi en fonction du marché. Par conséquent, la part de ces sources d'énergie n'augmente pas. Nous reconnaissons cependant que des changements dans les mécanismes d'établissement des prix, la fiscalité et les préférences individuelles pourraient favoriser l'utilisation d'énergies de remplacement. Des innovations technologiques pourraient aussi accroître la viabilité de certaines formes d'énergie de remplacement. Ces facteurs pourraient élargir la part de ces sources d'énergie au-delà des pourcentages figurant dans nos prévisions.

La part des déchets de bois dans la demande d'énergie du secteur industriel au titre de l'utilisation finale, qui était de 12 % en 1977, est

passée à 17 % en 1986; nous prévoyons cependant qu'elle retombera d'ici à 2005 pour se situer entre 12 % et 14 %. L'importance moindre des déchets ligneux en tant que source d'énergie pour l'industrie est attribuable à la réduction de la part de l'industrie des pâtes et papiers dans le produit intérieur brut industriel, ainsi qu'au recours accru à des techniques thermo-mécaniques de production de la pâte.

Entraîné par l'escalade des prix du pétrole entre 1973 et 1981 et par le Programme canadien de remplacement du pétrole (PCRP), l'utilisation de bois par le secteur résidentiel atteignait, en 1986, 8 % de l'utilisation totale d'énergie par ce secteur. Dans la région de l'Atlantique et au Québec, l'augmentation a été plus impressionnante, car l'utilisation de bois s'est élevée, respectivement, à 25 % et 12 % de l'utilisation d'énergie, par le secteur résidentiel, au titre de la demande finale. Pour la période des prévisions, le prix réel mondial du pétrole ne devrait pas atteindre son niveau de 1981 et, en l'absence de nouveaux encouragements des gouvernements, la part de l'utilisation du bois dans la demande d'énergie par le secteur résidentiel passe de 8 % en 1986 à 8,5 % en 2005.

Il est possible de produire de la vapeur à des fins industrielles ou de l'électricité par l'incinération des déchets municipaux; on en extrait également du biogaz, qui servira ultérieurement pour chauffer les locaux ou produire de l'électricité. Le biogaz, qui consiste principalement en méthane, dioxyde de carbone et anhydride sulfureux, est actuellement tiré des dépotoires municipaux à Richmond, en Colombie-Britannique, et on le brûle dans un four à la Canadian Cement Lafarge. Le gaz tiré des décharges répond à 13 % environ des besoins en énergie du four. S'il n'est pas extrait et brûlé de façon appropriée, il constitue un polluant dangereux. Des négociations sont actuellement en cours pour l'extraction du méthane des déchets municipaux entreposées dans une carrière près de Montréal afin de chauffer les locaux des bureaux de la municipalité de Montréal.

La décision de construire une usine de traitement des déchets municipaux n'est que partiellement influencée par le prix des combustibles de remplacement. Un autre facteur est la difficulté croissante à trouver des dépotoires municipaux convenables, qui sont acceptables du point de vue de l'environnement, dans les grandes villes. Selon nos prévisions, on utilisera 20 pétajoules d'énergie provenant des déchets municipaux dans les secteurs commercial et industriel, d'ici à 2005. Cela représente 3 % de l'énergie de remplacement utilisée; ce pourcentage ne devrait pas varier d'un scénario à l'autre; selon nous, des facteurs autres que les prix détermineront dans une large mesure le recours à cette technologie.

Des projets énergétiques de petite envergure, fondés sur l'énergie de remplacement, sont actuellement à l'essai et pourraient être rentables dans les petites collectivités; un exemple nous est offert par la première ferme éolienne du Canada, qui a été construite récemment à Cambridge Bay, dans les Territoires du Nord-Ouest.

Nous prévoyons dans les scénarios élevé et bas que les sources d'énergie de remplacement représenteront 7 % environ de la demande globale du Canada au titre de l'utilisation finale d'ici à 2005, par rapport à 7,6 % en 1986.

4.2.2 Région de l'Atlantique

La région de l'Atlantique ne dispose pratiquement pas de gaz naturel. Les choix qui s'offrent sont principalement le pétrole et l'électricité à tous les secteurs, les déchets de bois et le charbon au secteur industriel, et le bois au secteur résidentiel. Depuis les chocs pétroliers des années 70, cette région a réduit considérablement sa dépendance à l'égard du pétrole, surtout par un recours accru au bois et aux déchets ligneux.

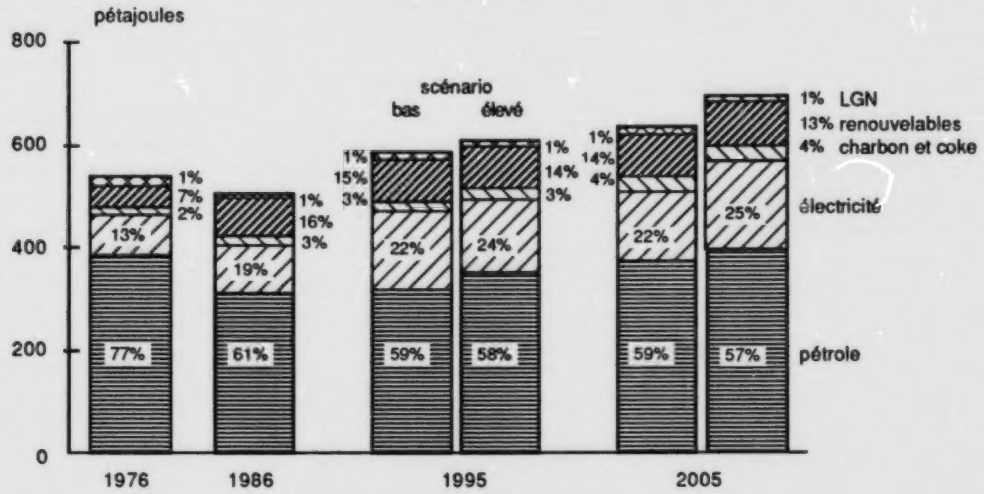
Nous prévoyons que la demande au titre de l'utilisation finale dans la région de l'Atlantique augmentera de 1,2 % par an dans le scénario bas et de 1,7 % par an dans le scénario élevé, de 1986 à 2005. Selon nos prévisions, l'intensité énergétique diminuera de 0,6 % et de 0,9 % par an dans le scénario bas et le scénario élevé, respectivement.

Nous nous attendons à une baisse continue de la part du pétrole dans la demande d'énergie de la région au titre de l'utilisation finale; cette part, qui était de 61 % en 1986, passera à 57 % en 2005, dans le scénario élevé, et à 59 % dans le scénario bas. Cette baisse touche seulement l'utilisation du pétrole à des fins autres que le transport; la part du pétrole dans le secteur des transports demeure à 33 % de la demande globale d'énergie au titre de l'utilisation finale.

D'ici à 2005, la part de l'électricité, qui était de 19 % en 1986, passe à 25 % dans le scénario élevé et à 22 % dans le scénario bas car, dans les deux scénarios, l'utilisation de l'électricité dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel augmente.

Étant donné les prix relativement bas du pétrole dans les deux scé-

Figure 4-5
Demande énergétique pour utilisation finale par combustible
Atlantique



Source: tableau A4-6 en annexe

narios (comparativement aux prix du pétrole vers le milieu des années 70 et au début des années 80), nous n'avons pas prévu de fortes augmentations dans l'utilisation du bois par le secteur résidentiel; cette utilisation se maintient à 25 % des besoins de ce secteur dans les deux sécnarios. Les contraintes physiques liées à cette ressource et l'utilisation accrue des techniques thermomécaniques de production de la pâte ont pour effet de réduire la part des énergies renouvelables dans la demande du secteur industriel de la région de l'Atlantique. Par conséquent, l'utilisation des énergies renouvelables représente, en 2005, 14 % et 13 % de la demande au titre de l'utilisation finale, dans le scénario bas et le scénario élevé, respectivement, par rapport à 16 % en 1986.

La figure 4-5 illustre les niveaux et les pourcentages prévus de la demande au titre de l'utilisation finale (y compris la demande du secteur des transports).

4.2.3 Québec

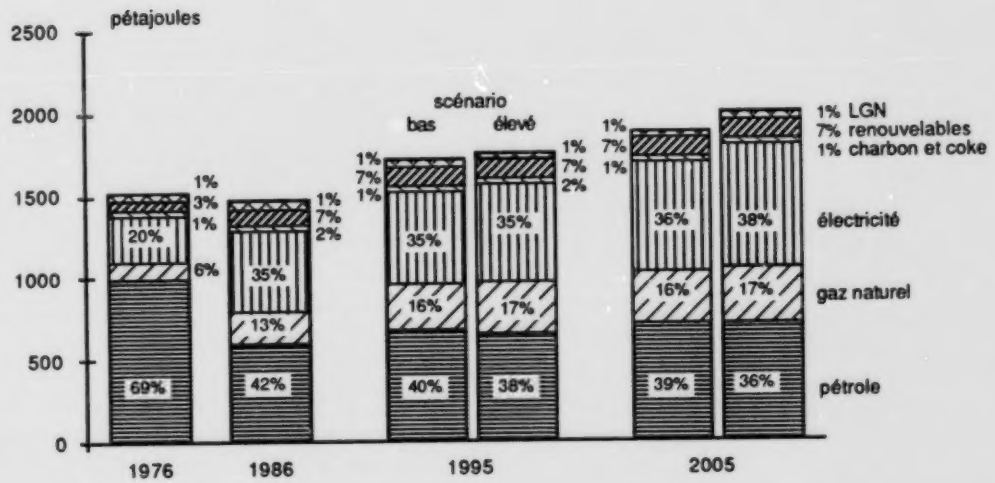
Pendant les années 70 et au début des années 80, le gaz naturel et l'électricité se sont faits fortement concurrence pour gagner de nouveaux marchés et remplacer le pétrole. Cette concurrence s'est certes atténuée, mais Hydro-Québec poursuit encore des programmes incitatifs visant certains marchés industriels. Il en résulte que les installations industrielles disposent au Québec d'une plus grande latitude dans leurs choix de combustible que dans toute autre province du Canada; de nombreuses usines sont en mesure de choisir entre le mazout lourd, le gaz naturel et l'électricité. En outre, environ 5 % du parc des maisons au Québec disposent de deux sources de chauffage.

Le passage d'une forme d'énergie à une autre dépendra davantage des prix relatifs que du maintien de subventions ou d'encouragements parce qu'il devait y avoir très peu de nouveaux programmes incitatifs.

Nous prévoyons que les besoins en énergie du Québec au titre de l'utilisation finale augmenteront de 1,4 % par an dans le scénario bas, et de 1,7 % par an, dans le scénario élevé de 1986 à 2005. L'utilisation d'énergie par unité de production baisse en moyenne de 0,8 % et de 1 % par an dans les deux scénarios.

Étant donné que l'électricité est fortement utilisée dans la province et que les préférences des consommateurs limiteront la croissance de la part du gaz naturel dans le secteur résidentiel, la part relative des différents combustibles varie très peu. Dans le scénario bas, nous supposons que le pétrole sera délaissé de façon lente, mais constante, ce qui aura pour effet de ramener de 17 % en 1986 à 14 % en 2005 la part du pétrole dans l'énergie utilisée au titre de la demande finale (secteur des transports non compris), le marché ainsi libéré étant occupé par le gaz naturel et l'électricité. Dans le scénario élevé, la part du pétrole à des fins autres que le transport, qui était de 17 %

Figure 4-6
Demande énergétique pour utilisation finale par combustible
Québec



Source: tableau A4-6 en annexe

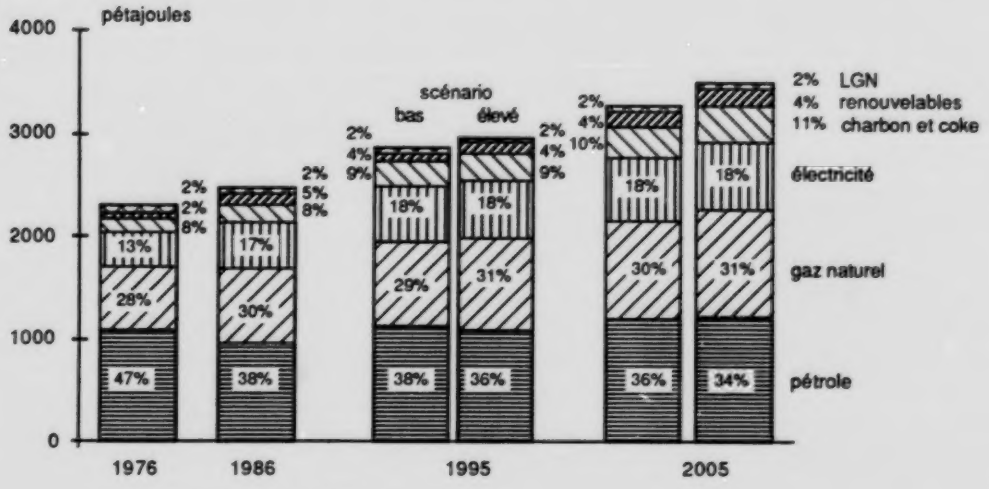
en 1986, passe à 13 % en 2005, et la part de l'électricité dans la demande d'énergie au titre de l'utilisation finale, qui était de 35 % en 1986, passe à 38 % d'ici à 2005. Le pétrole utilisé à des fins de transport se maintient autour de 25 % du marché dans les deux scénarios.

4.2.4 Ontario

La demande au titre de l'utilisation finale a augmenté plus rapidement en Ontario, dans les deux scénarios, que dans toute autre province, exception faite de l'Alberta dans le scénario élevé. Les besoins en énergie de la province augmentent de 1,5 % par an dans le scénario bas et de 1,9 % par an dans le scénario élevé, bien que l'intensité énergétique diminue à un rythme à peine inférieur à 1 % par an dans le scénario bas et de 1,3 % par an environ dans le scénario élevé, de 1986 à 2005. Une grande partie de cette augmentation est attribuable au secteur industriel de la province. La demande de ce secteur augmente de 2,5 % à 3 % par an dans le scénario élevé, et sa part dans l'utilisation d'énergie de l'Ontario s'élargit de 33 % en 1986 à 39 % d'ici à 2005. Dans le scénario bas, ce secteur représente 35 % de la demande d'énergie de la province en 2005, ce qui reflète une croissance à peine inférieure à 2 % par an de la demande d'énergie du secteur industriel.

Il existe peu de différence dans les parts respectives des combustibles entre les deux scénarios ou d'une année à une autre. La part de l'électricité en 1986 était de 17 % et, selon nos prévisions, elle restera constante à ce niveau dans les deux scénarios, ce qui traduit l'effet du projet de gestion de la demande d'Hydro-Ontario sur l'accroissement de la demande d'électricité. Sans ce programme, la part de l'électricité aurait été légèrement plus élevée. La part du pétrole, qui était de 38 % en 1986, diminue légèrement et passe à 34 %, dans le scénario élevé, et 36 % dans le scénario bas, en 2005. Cette baisse est attribuable dans une large mesure à des utilisations autres que les transports, car nous avons supposé la poursuite du remplacement du pétrole et parce que les nouveaux marchés consommeront surtout du gaz naturel ou de l'électricité. Cette tendance est plus marquée dans le scénario élevé, en raison des prix plus élevés du pétrole. Le gaz naturel, qui représentait 30 % de la demande

Figure 4-7
Demande énergétique pour utilisation finale par combustible
Ontario



Source: tableau A4-6 en annexe

en 1986, conserve une part constante jusqu'en 2005 dans le scénario bas, et ne connaît qu'une légère augmentation (à 31 %) dans le scénario élevé (voir la figure 4-7).

4.2.5 Provinces des Prairies

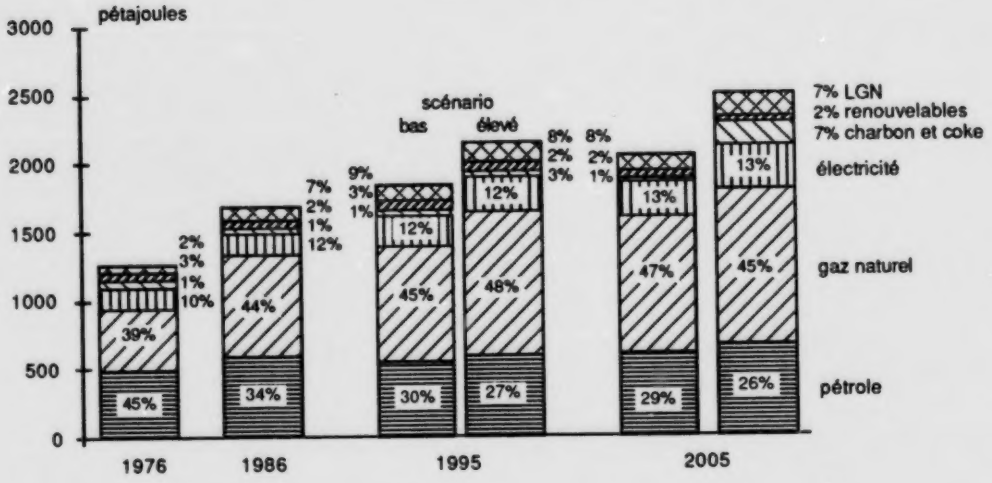
Selon nos prévisions, la demande au titre de l'utilisation finale dans la région des Prairies augmente au rythme de 1,2 % par an de 1986 à 2005, dans le scénario bas, et de 2,1 % dans le scénario élevé. L'Alberta rend compte de 70 % de l'utilisation d'énergie de la région et commande donc toutes les tendances au niveau régional. La demande croissante de charbon et de gaz naturel pour des projets énergivores d'exploitation du bitume n'entraîne qu'une faible amélioration de l'intensité énergétique globale prévue dans les deux scénarios.

En 1986, le pétrole utilisé à des fins autres que le transport ne représentait que 6 % de la demande au titre de l'utilisation finale. La part globale du pétrole était de 34 %. La part globale baisse à 29 % en 2005 dans le scénario bas, et à 26 % dans le scénario élevé, parce que l'utilisation du pétrole dans le secteur des transports augmente à un rythme relativement lent.

La demande d'énergie par le secteur des transports s'accroît moins rapidement dans cette région qu'ailleurs au pays, car le rendement du parc des automobiles et du parc des camions s'accroît plus rapidement (par suite du remplacement des véhicules plus anciens) et le parc lui-même s'accroît moins rapidement, du fait que le nombre de voitures par ménage est déjà beaucoup plus élevé que dans d'autres régions du pays et devrait augmenter moins rapidement qu'ailleurs.

L'évolution des parts respectives des combustibles est influencée par les hypothèses sur l'utilisation du charbon dans les projets d'exploitation du bitume dans le scénario élevé. La part du charbon, dans

Figure 4-8
Demande énergétique pour utilisation finale par combustible
Prairies



Source: tableau A4-6 en annexe

ce scénario, passe d'un peu moins de 1 % en 1986 à presque 8 % en 2005; sa croissance annuelle moyenne est de 19 % au cours de la période des prévisions. Dans le scénario bas, on n'a pas besoin de charbon pour la production du bitume et la demande de charbon n'augmente qu'au rythme de 6 % entre 1987 et 2005; sa part passe à un peu plus de 1 %, ce qui reflète les besoins des cimenteries, qui sont compris dans les deux scénarios.

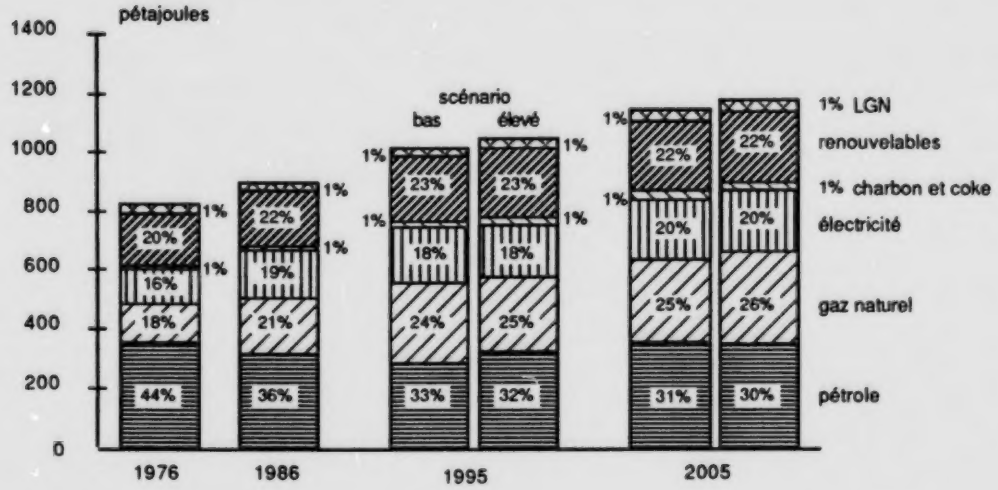
4.2.6 Colombie-Britannique, Yukon et Territoires du Nord-Ouest

Selon nos prévisions, la demande d'énergie de la Colombie-Britannique au titre de l'utilisation finale doit augmenter de 1986 à 2005 au rythme de 1,3 % par an dans le scénario bas, et de 1,4 % dans le scénario élevé. La croissance est semblable dans les deux scénarios, mais l'intensité énergétique baisse plus rapidement dans le scénario élevé (le taux d'accroissement dépasse de peu 1 % par an) que dans le scénario bas (0,8 % par an).

D'ici à 2005, les parts respectives des combustibles en Colombie-Britannique sont très semblables dans le scénario élevé et le scénario bas. Pendant la période des prévisions, la part de l'électricité n'augmente que légèrement; elle passe de 19 % en 1986 à 20 % environ en 2005, ce qui reflète en partie notre hypothèse de l'adoption, par B.C. Hydro, d'un programme de gestion de la demande. Le pétrole utilisé à des fins autres que le transport ne représente que 9 % de la demande provinciale en 1986, et devrait passer à 6 % environ d'ici à 2005, dans les deux scénarios. Selon nos prévisions, le pétrole utilisé à des fins de transport est appelé à passer de 27 % de la demande au titre de l'utilisation finale à un niveau situé entre 24 % et 25 % en 2005, pour des raisons similaires à celles mentionnées à propos des provinces des Prairies.

Les énergies renouvelables, et en premier lieu les déchets de bois, continuent de représenter 22 % environ de la demande de la province dans les deux scénarios. Étant donné que le secteur des pâtes et papiers connaîtra à l'avenir des contraintes liées aux ressources et que les déchets de bois seront remplacés par l'électricité, nous ne prévoyons pas un élargissement

Figure 4-9
Demande énergétique pour utilisation finale par combustible Colombie-Britannique, Yukon et Territoires du N-O



Source: tableau A4-6 en annexe

du rôle des déchets ligneux dans la satisfaction des besoins énergétiques de la province.

Le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest n'ont recours qu'au pétrole et à l'électricité pour satisfaire tous leurs besoins énergétiques.[1] Certains petits projets utilisant l'énergie éolienne ont été réalisés récemment, mais l'essentiel des besoins énergétiques continue d'être satisfait grâce à des sources classiques. Nous ne prévoyons pas de changements dans les parts respectives des combustibles utilisés. Cependant, de petits projets d'exploitation des ressources renouvelables pourraient jouer à l'avenir un rôle plus important.

4.2.7 Canada

La demande d'énergie au titre de l'utilisation finale au Canada augmente de 1,8 % dans le scénario élevé et de 1,4 % dans le scénario bas, car l'intensité énergétique baisse chaque année de 1 % et de 0,8 %, respectivement, entre 1986 et 2005.

Comme le montrent le tableau 4-14 et la figure 4-10, nous prévoyons que les parts respectives des combustibles resteront relativement stables jusqu'en 2005. À cet égard, la grande exception est la part du pétrole, qui baisse dans les deux scénarios, ce qui reflète le remplacement lent et constant du pétrole. Le doublement de la part du charbon pendant la période des prévisions reflète nos hypothèses particulières concernant l'utilisation du charbon dans la récupération du bitume, que nous avons examiné à la section 9.3. Les parts respectives de l'électricité et du gaz naturel augmentent légèrement.[2]

1. On regroupe les Territoires et la Colombie-Britannique pour se conformer à la présentation des variables économiques adoptée par Statistique Canada.
2. Dans notre rapport de 1986, nos prévisions montraient une augmentation de la part du gaz naturel et de l'électricité, principalement aux dépens du pétrole.

Les différences dans la demande de combustibles au titre de l'utilisation finale, dans les deux scénarios, résultent des différences qui existent entre les secteurs sur le plan de l'ensemble des besoins énergétiques (section 4.1) et de l'évolution des parts respectives des combustibles dans ces divers secteurs. En résumé:

- La demande de pétrole au titre de l'utilisation finale, en 2005, dans le scénario élevé, ne dépasse que de 1 % le niveau prévu dans le scénario bas. La quantité de pétrole utilisée par le secteur des transports et le secteur industriel est plus importante, mais elle est compensée par des réductions de la demande émanant des secteurs résidentiel et commercial.

- La demande d'électricité et de gaz naturel, dans le scénario élevé, dépasse de 11 % et 12 %, respectivement, le niveau prévu dans le scénario bas, en 2005,

Tableau 4-14

Utilisation finale et parts de marché par combustible

	(pétajoules)			
	1986	2005 scénario		différences [a]
		bas	élevé	
niveaux				
électricité	1389	1902	2119	11
gaz naturel	1856	2550	2846	12
pétrole	2766	3241	3328	1
renouvelables [b]	554	654	669	2
charbon	241	404	636	57
LGN	179	266	279	5
Total	**6986**	**9018**	**9876**	**9**
		(%)		
parts				
électricité	20	21	21	0
gaz naturel	27	28	29	1
pétrole	40	36	34	-2
renouvelables [b]	8	7	7	0
charbon	3	5	6	1
LGN	2	3	3	0
Total	**100**	**100**	**100**	

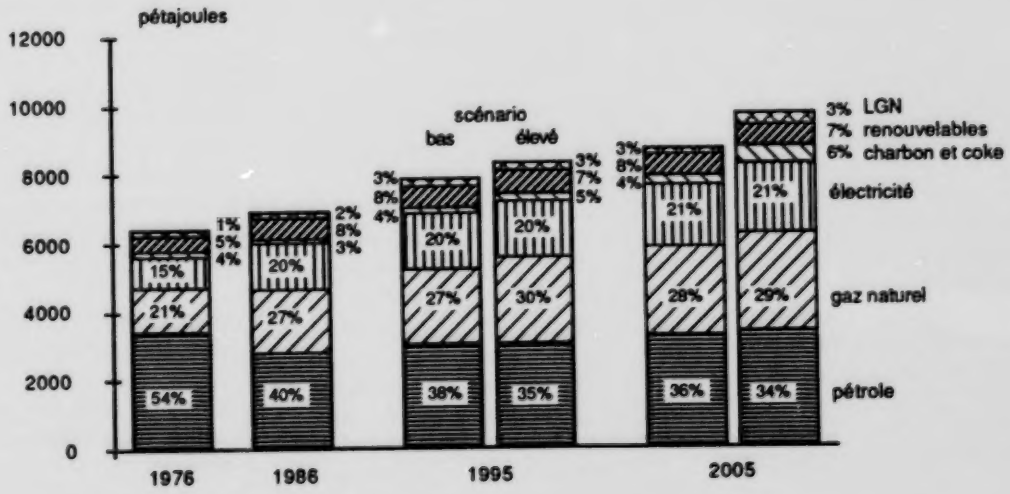
Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] La différence de niveau représente l'écart entre le scénario élevé et le scénario bas, en proportion du scénario bas.
La différence relative aux parts de marché s'obtient en soustrayant les parts applicables au scénario bas de celles du scénario élevé.

[b] Comprennent le bois, les résidus de bois, la liqueur noire, les énergies éolienne et solaire, les déchets municipaux et la vapeur.

Figure 4-10

Demande énergétique pour utilisation finale par combustible Canada



Source: tableau A4-6 en annexe

ce qui reflète surtout la demande plus forte du secteur industriel et, dans une moindre mesure, celle du secteur commercial. L'utilisation de ces combustibles par le secteur résidentiel ne diffère pas d'un scénario à un autre.

- L'utilisation des énergies renouvelables ne diffère pas sensiblement; nous ne croyons pas que les prix de l'énergie, dans les scénarios élevé et bas, provoqueront une pénétration accrue de ces formes d'énergie.

- L'utilisation du charbon dans la production du bitume est le principal facteur expliquant la forte différence qui existe d'un scénario à l'autre en ce qui concerne la demande de charbon.

- L'utilisation des liquides de gaz naturel ne diffère que légèrement d'un scénario à l'autre, en partie en raison de notre hypothèse d'une demande plus forte de propane par le secteur des transports dans le scénario élevé. Nos prévisions ne comportent aucune différence, d'un scénario à l'autre, en ce qui concerne l'utilisation des liquides de gaz naturel comme charges d'alimentation de l'industrie pétrochimique (section 4.1.5).

Alors que la différence relative à la demande d'énergie au titre de l'utilisation finale, dans nos deux scénarios, est semblable à celui figurant dans notre rapport d'octobre 1986, les différences pour chaque combustible ne sont pas les mêmes et elles reflètent les demandes sectorielles, que nous avons examinées dans la section 4.1. L'encadré qui suit permet de comparer les différences par combustibles entre les deux scénarios, apparaissant dans chacun des rapports.

Différences dans la demande de combustibles au titre de l'utilisation finale en 2005

(%)

	rapport de 1986 [a] forte croissance / faible croissance	rapport de 1988 [b] forte croissance / faible croissance
électricité	2	11
gaz naturel	13	12
pétrole	16	1
énergies renouvelables et vapeur	1	2
charbon	11	57
LGN	-2	5
total	**10**	**9**

Nota: [a] Dans le rapport d'octobre 1986, la forte croissance économique était liée aux prix bas du pétrole, et la faible croissance aux prix élevés du pétrole.

[b] Dans le rapport 1988, nous supposons qu'un taux élevé de croissance économique mondiale (et par conséquent, une forte croissance canadienne) entraînerait des prix élevés du pétrole, alors que les prix du pétrole sont bas dans notre scénario de faible croissance économique.

4.3 Demande d'énergie primaire

4.3.1 Demande primaire de pétrole

La demande primaire de pétrole comprend les quantités de produits raffinés destinées à satisfaire les besoins pour utilisation finale, l'usage propre et les conversions. Les besoins pour utilisation finale, c'est-à-dire ceux représentés par l'utilisation de produits pétroliers à des fins non énergétiques ainsi que par l'ensemble des secteurs résidentiel, commercial, industriel et des transports, constituent la composante la plus importante de la demande primaire de pétrole.

Les quantités de produits pétroliers utilisées par les sociétés fournissant l'énergie, ainsi que les quantités destinées à la production d'électricité et de vapeur, représentent le reste de la demande primaire de pétrole.

La composition, par produit, de la demande primaire de pétrole est semblable dans les deux scénarios (tableau 4-15). Entre 1986 et 2005:

- les parts du mazout léger et du kérosène déclinent nettement;

- la part du carburant diesel augmente, mais celle de l'essence diminue.

Tableau 4-15

Distribution de la demande primaire de pétrole par produit
(%)

	1986	1990 scénario		2005 scénario	
		bas	élevé	bas	élevé
carburants d'aviation	5	6	6	5	6
essence pour moteur	36	34	34	34	33
mazout léger et kérosène	10	7	7	5	4
carburant diesel	19	21	21	22	24
mazout lourd	9	10	9	10	9
asphalte	4	4	4	4	5
autres produits	16	18	18	19	19
Total	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
Source: tableau A4-8 en annexe.

Tableau 4-16

Demande primaire de pétrole par utilisation
(pétajoules)

	1986	1990 scénario		2005 scénario	
		bas	élevé	bas	élevé
demande par secteur					
résidentiel	273	232	232	195	164
commercial	104	96	93	90	81
industriel	313	329	324	326	372
pétrochimique	127	169	169	219	219
transport	1726	1808	1802	2072	2138
autres utilisations non énergétiques	223	257	260	340	354
utilisation finale globale	**2766**	**2891**	**2880**	**3241**	**3328**
usage propre et conversions					
industrie fournissant l'énergie [a]	209	220	221	252	260
production d'électricité	60	67	85	135	130
production de vapeur	2	2	2	2	2
butanes utilisés par les raffineries	-27	-31	-31	-31	-32
GPL de raffineries	58	60	60	68	71
total de l'usage propre et des conversions	**301**	**318**	**337**	**427**	**431**
demande primaire globale	**3068**	**3210**	**3217**	**3668**	**3759**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] Comprend l'usage propre de GPL par les raffineries.
Source: tableau A10-1 en annexe.

L'évolution de la demande primaire de mazout léger et de kérosène durant la période des prévisions est directement attribuable au fait que les secteurs résidentiel et commercial continuent de délaisser ces deux combustibles au profit du gaz naturel et de l'électricité. Cette situation se reflète d'ailleurs dans le tableau 4-16 par une décroissance de la demande de pétrole de ces secteurs. Au cours de la période d'étude, les besoins en mazout léger et kérosène de ces deux secteurs diminuent au taux annuel de 3 % et 4 % dans les scénarios bas et élevé, respectivement.

La progression de la part du carburant diesel et l'affaiblissement de celle de l'essence pour moteur dans la demande primaire de pétrole découlent du secteur des transports. Une hausse plus rapide de la distance parcourue par les véhicules Diesel comparativement aux véhicules à essence dans les deux scénarios, associée à une amélioration moindre du rendement des véhicules Diesel, résultent en une augmentation annuelle des besoins en carburant diesel pour les transports de 2,1 % et 2,4 % de 1986 à 2005 dans les scénarios bas et élevé, respectivement. La croissance annuelle des besoins en essence pour moteur représente 0,6 %, dans les deux scénarios, soit une croissance inférieure à la croissance de la demande primaire globale de pétrole.

De façon globale, de 1986 à 2005, la demande primaire de pétrole augmente à un rythme annuel de 0,9 % et 1,1 % dans les scénarios bas et élevé, respectivement (tableau 4-16). C'est dans le secteur des transports qu'on enregistre la croissance la plus forte. Pendant toute la période des prévisions, et sans égard aux scénarios, le transport rend compte de 56 % de la demande primaire de pétrole.

En 2005, la demande primaire dans le scénario élevé totalise 91 pétajoules, soit 25 % de plus que dans le scénario bas. Le total de l'usage propre et des conversions ne montre pratiquement aucune différence dans les deux scénarios en 2005, de sorte que l'écart découle entièrement des besoins en produits pétroliers pour utilisation finale, là où le secteur des transports rend compte de 75 % de la différence.

4.3.2 Demande primaire de gaz naturel

De même que pour le pétrole, les quantités de gaz naturel destinées à l'utilisation finale constituent l'essentiel de la demande primaire de cette forme d'énergie (tableau 4-17). La demande primaire comprend aussi les quantités nécessaires à la production de vapeur et d'électricité, à l'exploitation des pipelines, ainsi que le gaz utilisé dans les usines de retraitement.[1]

Durant la période des prévisions, la demande primaire de gaz s'accroît à un rythme annuel de 1,8 % et de 2,4 % dans le scénario bas et le scénario élevé, respectivement. Ces taux de croissance sont semblables aux taux relatifs aux besoins pour utilisation finale.

Le gaz naturel utilisé pour la production d'électricité ne satisfait que des besoins intérieurs et est en grande partie utilisé dans le secteur industriel plutôt que par les services publics d'électricité. L'ampleur des besoins en gaz pour la production d'électricité est influencé par la demande d'électricité pour utilisation finale ainsi que la manière dont cette demande est satisfaite par les diverses sources de production d'électricité. En 1986, l'Alberta, avec une consommation dépassant 40 pétajoules, était la province où l'utilisation du gaz naturel à des fins de production d'électricité était la plus grande. Au niveau national, les besoins à cette fin totalisaient 60 pétajoules. Durant la période des prévisions, l'Alberta demeure le principal utilisateur de gaz dans ce domaine; nous prévoyons qu'elle consommera, en 2005, 61 et 69 pétajoules des 138 et 144 pétajoules utilisés au Canada dans les scénarios bas et élevé, respectivement.

L'utilisation et les pertes dans l'exploitation des pipelines sont liées au transport du gaz naturel destiné à l'exportation, ainsi qu'au transport et à la distribution du gaz visant à satisfaire les besoins intérieurs.

La quantité de gaz requise pour assurer le transport des exportations augmente graduellement jusqu'en 1992, après quoi elle demeure constante jusqu'en 2005 dans les deux scénarios. En 1986, les besoins à cette fin se chiffraient à 27 pétajoules et on les estime, pour les années 1992 à 2005, à 52 pétajoules annuellement, ce qui reflète ainsi nos prévisions en matière d'exportation de gaz naturel.

Les besoins pour le transport vers les marchés intérieurs passent de 71 pétajoules en 1986, à 100 et 110 pétajoules en 2005 pour les scénarios bas et élevé respectivement, soit des taux de croissance annuels de 1,8 et 2,3 %. La con-

Tableau 4-17

Demande primaire de gaz naturel

(pétajoules)

	1986	1990 scénario		2005 scénario	
		bas	élevé	bas	élevé
utilisation finale	1856	1959	2116	2550	2846
production d'électricité [a]	61	71	79	138	144
combustible et pertes des gazoducs	129	160	167	198	213
combustible de retraitement	18	22	23	26	28
demande primaire [b]	**2064**	**2211**	**2386**	**2913**	**3231**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Comprend le gaz naturel servant à la production de vapeur.

[b] La demande primaire de gaz naturel exclut les pertes dues au retraitement.

Source: tableau A10-1 en annexe.

1. Aux fins d'analyse dans le présent chapitre, le gaz naturel consommé dans le procédé de retraitement est exclu de la demande primaire de gaz et compris dans la demande primaire de liquides de gaz naturel qui est étudiée à la section 4.3.3. La situation inverse s'applique cependant aux chapitres 6 et 10 où l'on discute du bilan de l'offre et de la demande d'énergie.

sommation du gaz aux fins de sa distribution aux utilisateurs ultimes représente des quantités moins importantes que pour le transport. De 32 pétajoules en 1986, les besoins en 2005 augmentent à 47 et 51 pétajoules dans les scénarios bas et élevé, respectivement.

4.3.3 Demande primaire de liquides de gaz naturel

Le tableau 4-18 présente la demande primaire de liquides de gaz naturel (LGN) en fonction des utilisations. Pour les besoins de l'analyse de la demande primaire, on définit les LGN comme comprenant du propane, des butanes et de l'éthane.[1] Les propane et butanes proviennent des usines de traitement du gaz naturel et des raffineries, alors que l'éthane est un sous-produit du gaz naturel. Malgré cette divergence dans la provenance, on comptabilise ici leur utilisation finale de façon agrégée. Cependant, aux fins du calcul de la demande primaire, on retranche les propane et butanes produits aux raffineries de manière à traiter ceux-ci comme éléments de la demande primaire de pétrole. Ainsi, la demande primaire d'éthane et des LGN des usines de traitement du gaz en 1986 se chiffrait à 151 pétajoules. En 2005, les besoins atteignent 233 pétajoules dans le scénario bas et 244 pétajoules dans le scénario élevé.[2]

De même que pour le pétrole et le gaz naturel, la demande primaire de LGN est essentiellement constituée des besoins pour utilisation finale. L'éthane, qui est employé comme charge d'alimentation pétrochimique, rend compte d'environ 50 % de l'utilisation finale globale de LGN. De 1986 à 2005, la demande d'éthane s'accroît à un rythme de 3 % par année dans les deux scénarios. Les propane et butanes pour utilisation à des fins non énergétiques, ainsi que le propane utilisé dans le secteur des transports, contribuent à la croissance de la demande de LGN pour utilisation finale. De 1986 à 2005, la demande de LGN pour utilisation finale augmente à un taux annuel de 2,1 % dans le scénario bas et 2,4 % dans le scénario élevé. La croissance annuelle des besoins dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel est nettement moins importante. En 2005, l'écart dans la demande primaire entre les deux scénarios est surtout attribuable à l'utilisation du propane dans le secteur des transports.

Tableau 4-18

Demande primaire de liquides du gaz naturel [a]

(pétajoules)

	1986	1990 scénario		2005 scénario	
		bas	élevé	bas	élevé
demande - utilisation finale	179	204	207	266	279
propane et butanes	96	110	114	127	139
éthane	84	94	94	140	140
usage propre et conversions	37	43	43	46	48
industrie fournissant l'énergie	10	12	13	15	16
butanes utilisés par les raffineries	27	31	31	31	32
total partiel	217	247	251	312	327
moins GPL des raffineries [b]	65	70	70	79	83
demande primaire d'éthane et LGN des usines de gaz naturel	151	177	181	233	244

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Ne comprend pas les pentanes plus, qui sont compris avec le pétrole brut.

[b] On suppose que la demande d'énergie pour utilisation finale sera satisfaite par les raffineries.

Source: tableau A10-1 en annexe.

4.3.4 Demande primaire de charbon

En plus de la demande liée à l'utilisation finale, la demande primaire de charbon comprend les besoins

1. Les pentanes plus sont comptabilisés avec le pétrole brut et sont donc exclus de ce chapitre.
2. On note que l'éthane est traité ici en tant que composante de la demande primaire de LGN. Toutefois, à l'analyse du bilan de l'offre et de la demande d'énergie du chapitre 10, les besoins primaires d'éthane seront, à l'inverse, inclus comme composante du gaz naturel au niveau de la demande primaire.

pour la production de vapeur et d'électricité, l'usage propre de l'industrie, ainsi que la conversion de cette forme primaire d'énergie en coke (tableau 4-19).

Contrairement aux autres combustibles, l'essentiel de la demande primaire n'est pas constitué de la demande pour utilisation finale, mais plutôt des quantités destinées à la production d'électricité, particulièrement en Alberta, en Ontario, en Saskatchewan et en Nouvelle-Écosse. Le charbon utilisé pour la conversion en coke vient en deuxième place. On utilise le coke dans l'industrie du fer et de l'acier.

De 1986 à 2005, la demande primaire de charbon augmente à des taux annuels moyens de 2 % et 3,4 % dans les scénarios bas et élevé, respectivement. La croissance nettement plus rapide de la demande primaire dans le scénario élevé est le résultat de besoins accrus pour la production d'électricité, à laquelle s'ajoute l'utilisation du charbon dans l'exploitation des sables bitumineux en Alberta. On suppose que l'utilisation du charbon viendra s'ajouter à celle du gaz naturel dans l'exploitation des sables bitumineux à partir de 1995 dans le scénario élevé. Dans le scénario bas, les besoins de cette exploitation seront satisfaits uniquement par le gaz naturel. Cette situation se traduit par un écart grandissant entre les deux scénarios au niveau de l'utilisation finale de 1995 à 2005.

4.4 Observations finales

Nos prévisions sont fondées sur deux perspectives distinctes concernant le taux de croissance globale de l'activité économique et la distribution de la production qui en résulte entre les industries à forte consommation d'énergie et les autres industries, ainsi que sur une analyse de l'efficacité de l'utilisation d'énergie en fonction des prix et des revenus qui sont liés à chaque prévision macro-économique.

Il existe des incertitudes considérables en ce qui concerne l'évolution possible de l'économie et les réactions des consommateurs face à tout ensemble défini de facteurs économiques.

Nous avons effectué une évaluation approximative de la sensibilité de nos prévisions de la demande au titre de l'utilisation finale par rapport à quelques-unes des hypothèses les plus cruciales touchant la demande d'énergie.

Notre hypothèse selon laquelle la part du secteur industriel dans la production globale augmentera pendant la période des prévisions va à l'encontre des perspectives retenues par de nombreux analystes. Si les parts des secteurs industriel et commercial dans la production globale restaient à leurs niveaux de 1986, la demande globale au titre de l'utilisation finale serait, d'ici à 2005 selon nos estimations, inférieure de 2 % à 4 %, soit de 150 à 400 pétajoules.[1]

Comme nous l'avons mentionné dans la section 4.1.4, un pourcentage très élevé de la demande d'énergie du secteur industriel est attribuable aux industries à forte consommation d'énergie, bien que leur part de la production ne soit que de 25 % environ. Comme nous l'avons remarqué, la part des industries à forte consommation d'énergie dans la production industrielle totale baisse légèrement,

Tableau 4-19

Demande primaire de charbon

(pétajoules)

	1986	1990 scénario		2005 scénario	
		bas	élevé	bas	élevé
demande - utilisation finale [a]	56	59	63	89	265
production d'électricité [b]	796	686	792	1087	1292
production de vapeur	1	0	0	0	0
autres conversions et usage propre	3	6	6	9	11
conversions du charbon en coke	184	228	243	332	390
demande primaire	**1040**	**978**	**1104**	**1517**	**1958**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] Ne comprend pas le coke et le gaz de cokéfaction.
[b] Les combustibles servant à la production d'électricité pour exportation sont compris.

Source: tableau A10-1 en annexe.

1. Ce simple calcul utilise les mêmes intensités énergétiques que nos deux scénarios (ce qui implique la même importance relative des industries à forte consommation d'énergie); il ne prévoit aucun changement dans la demande d'autres secteurs, et — ce qui est particulièrement important — postule que le niveau de production globale dans les deux scénarios pourrait être atteint avec la distribution de la production industrielle et commerciale de 1986.

dans nos prévisions, pendant la période d'étude. Si ce pourcentage ne connaissait aucune baisse, la demande d'énergie par le secteur industriel serait, d'ici à 2005, plus élevée de 5 % ou 450 pétajoules approximativement.

D'après notre analyse de l'évolution technologique, des mesures d'économie et du rendement croissant dans l'utilisation de l'énergie, nous prévoyons que l'intensité énergétique continuera de s'améliorer. Si nous ne devions prévoir aucun changement dans l'intensité énergétique par rapport au niveau de 1986, la demande d'énergie par le secteur industriel serait, d'ici à 2005, supérieure de 15 % ou de 500 à 550 pétajoules. La demande d'énergie du secteur commercial serait plus élevée de 15 % à 25 % (ou de 180 à 250 pétajoules). Ces calculs – en l'absence de tout changement dans nos estimations de la demande pour les autres secteurs – se traduiraient par un accroissement de 7 % environ, ou de 700 à 800 pétajoules, de la demande globale au titre de l'utilisation finale.

En ce qui concerne le secteur des transports, nous avons étudié deux hypothèses fondamentales touchant la demande d'énergie pour les voitures – aucun changement dans le rendement du parc automobile par rapport aux niveaux de 1986, et aucun changement dans le nombre de voitures par ménage comparativement aux niveaux de 1986. Dans chaque scénario, nous supposons qu'il n'y a aucun changement dans les autres variables connexes. En l'absence de changements dans le rendement du parc automobile par rapport aux niveaux de 1986, la demande d'énergie au titre des voitures serait, d'ici à 2005, plus élevée de 35 % ou 300 pétajoules environ. En maintenant le même nombre de voitures par ménage qu'en 1986 (tout en réussissant à maintenir le même rendement pour le parc automobile, comme le veulent les principales hypothèses pour nos deux scénarios), la demande d'énergie au titre des voitures serait inférieure de 11 % ou 100 pétajoules environ.

Il existe de grandes incertitudes en ce qui concerne les perspectives de croissance de la demande d'énergie qui sont liées aux perspectives de la distribution par secteur industriel de l'activité économique; les mêmes incertitudes existent en ce qui concerne le rendement énergétique et les gains en matière d'économie d'énergie. Dans l'ensemble, nous pensons que l'écart entre la réalité et nos prévisions pour les quinze prochaines années sera vraisemblablement positif plutôt que négatif, compte tenu des gains en matière de rendement et d'économie que nous avons intégrés à nos estimations. Cependant, d'importants changements structurels reflétant des préoccupations à l'échelle mondiale concernant l'environnement pourraient, par contre, entraîner des gains supérieurs à ceux que nous avons postulés en matière de rendement et d'économie.

Chapitre 5

Électricité

Dans ce chapitre, nous présentons les principales caractéristiques de l'industrie canadienne de l'électricité, ainsi que les changements qui devront être apportés à la production d'électricité afin de répondre à la demande prévue, compte tenu de l'évolution rapide et incertaine de la technologie et des affaires, notamment dans les domaines du commerce interprovincial, des exportations et de la production d'électricité par des sociétés autres que les services publics.

Nous décrivons d'abord les principales conséquences de nos prévisions de la demande d'électricité (section 5.1). Nous évaluons ensuite les perspectives en matière de ventes interprovinciales et d'exportations aux États-Unis, et nous traitons des incidences environnementales des exportations. Cela nous amène à discuter de la nécessité des projets d'additions à la capacité de production dans chaque province, ainsi que du calendrier des grands projets, tout en tenant compte de la gestion de la demande et de l'apport des sociétés productrices autres que les services publics. Enfin, nous présentons nos prévisions de la production totale d'électricité et des besoins en combustibles fossiles, et en ressources hydrauliques et nucléaires.

Pour calculer la demande totale d'électricité dans chaque province, nous avons converti en gigawattsheures les prévisions de la demande d'utilisation finale du chapitre 4, exprimées en pétajoules. Une partie de cette demande est fournie par les petits services publics et des producteurs industriels. Nous calculons ensuite la demande totale desservie par les compagnies productrices en y incluant une estimation de la consommation propre et des pertes des services publics d'électricité et les volumes escomptés de ventes interprovinciales et d'exportations garanties. Nous utilisons cette demande totale d'électricité, ainsi que les renseignements sur les plans de développement des services publics d'électricité, afin d'établir le scénario de l'offre pour chaque province.

Nous simulons la planification et l'exploitation annuelle des grands services publics provinciaux afin de prévoir les besoins en combustibles et le calendrier des additions à la capacité de production, en tenant compte de la réserve requise, de façon que la demande de pointe totale et les besoins en énergie, y compris les engagements interprovinciaux garantis et les exportations potentielles fermes prévues, soient assurés chaque année.

La capacité de production excédentaire se définit comme la différence entre la capacité moyenne annuelle totale prévue et les besoins totaux d'énergie garantie. On considère alors que cet excédent peut être utilisé pour des ventes extraprovinciales interruptibles. Conformément aux pratiques qui ont pour objet de maximiser les profits de l'exploitation de réseaux interconnectés, nous avons supposé que les ventes des excédents d'énergie donneraient lieu à des transactions entre les marchés ayant les coûts marginaux les plus faibles et ceux ayant les coûts marginaux les plus élevés.

Les services publics fournissent l'électricité à la majorité des Canadiens. Leur mandat est d'assurer à leurs clients du service garanti des quantités suffisantes d'électricité, et ce, de façon fiable et au coût le plus bas possible. Les services publics ont donc coutume de prévoir les besoins de leurs clients sur des périodes allant de 15 à 20 ans, car la planification et la réalisation des grands projets exigent beaucoup de temps. Ceci permet de rationaliser la planification et la construction de nouvelles centrales et installations de transport, et l'acquisition des combustibles et autres ressources nécessaires pour répondre à la demande attendue.

En raison du coût élevé de nouvelles installations et des contraintes environnementales auxquelles sont assujettis le choix de l'emplacement et la construction des nouvelles centrales et lignes de transport, les services publics s'orientent de plus en plus vers la gestion de la demande, plutôt que répondre à la demande uniquement en construisant de nouvelles installations. La présente étude tient compte des discussions que nous avons eues avec les services

publics au sujet de leurs plans de gestion de la demande.

Des industries privées, des institutions et certains particuliers produisent également de l'électricité. Nous prévoyons que, dans certaines provinces, ces producteurs joueront un rôle accru sur le marché de l'électricité. En règle générale, les services publics sont de plus en plus disposés à acheter de l'électricité produite par des producteurs indépendants, à des prix qui reflètent les coûts de production évités et à des conditions compatibles au bon fonctionnement des réseaux. Certaines provinces envisagent même de faire appel au secteur privé afin que celui-ci fournisse de l'électricité, en sus des additions à la capacité des services publics.

La plupart des gouvernements provinciaux et des services publics d'électricité ont déjà établi, ou sont sur le point de le faire, des politiques portant sur la production d'électricité par des sociétés autres que les services publics. La Colombie-Britannique, l'Alberta, l'Ontario et le Québec ont déterminé les possibilités offertes par les producteurs indépendants. En règle générale, nous avons formulé des hypothèses fondées sur ces politiques, lorsque nous disposions des informations nécessaires; pour les autres provinces, nous n'avons fait aucune hypothèse précise à ce sujet. Le lecteur trouvera plus de détails à la section 5.3.

Il peut y avoir capacité de production excédentaire lorsque les charges prévues ne se concrétisent pas ou lorsque sont profitables, à long terme, des additions à la capacité plus importantes que ne le justifient à court terme les hausses de la demande. Ces excédents sont d'abord proposés aux services publics canadiens voisins, et ensuite aux services publics d'électricité interconnectés aux États-Unis. Ce sont les ventes de ce genre, surtout selon une formule interruptible, qui ont constitué par le passé l'essentiel des transactions interprovinciales et internationales.

Plusieurs provinces cherchent maintenant de plus en plus à desservir des marchés d'exportation sur une base garantie et sont disposées à anticiper[1] la construction de nouvelles installations. Comme exemples probants de cette tendance, mentionnons l'exportation par le Nouveau-Brunswick d'électricité garantie produite par la centrale nucléaire Pointe-Lepreau I, les contrats d'exportation d'énergie garantie récemment conclus par le Québec, ainsi que l'exportation de puissance garantie par le Manitoba.

Il existe toutes sortes de transactions différentes qui constituent une gamme presque continue de services, mais nous avons, pour des raisons de simplicité, réparti les transactions en deux grandes catégories: les ventes garanties et les ventes interruptibles, selon que la fourniture est garantie ou non. Nous avons également fait une autre distinction, à savoir : d'une part, les ventes pour lesquelles une capacité de production (puissance) est réservée à l'acheteur, et d'autre part, les ventes d'énergie (c.-à-d. sans capacité garantie).

Afin d'établir des prévisions réalistes quant aux ventes à l'exportation, nous avons inclus des estimations fondées sur des transactions éventuelles, dont certaines n'ont pas encore été confirmées et pour lesquelles l'ONE n'a pas accordé de licence d'exportation. Il est essentiel de tenir compte de ces estimations si nous voulons formuler des prévisions plausibles, car la plupart des licences d'exportation existantes expirent au cours de la période des prévisions. Toutefois, cette hypothèse ne préjuge en rien des décisions de l'ONE au sujet de demandes particulières. La section 5.2 présente en détail ces hypothèses.

Depuis de nombreuses années, des transactions interprovinciales ont eu lieu afin de prendre avantage de l'interconnexion des réseaux: par exemple, mise en commun de la réserve, fiabilité accrue et échanges d'économie. Nous prévoyons notamment que le commerce interprovincial se continuera entre Terre-Neuve et le Québec, entre le Québec et le Nouveau-Brunswick, et entre l'Alberta et la Colombie-Britannique (voir la figure 5-5).

Nos prévisions des ventes interprovinciales et des exportations sont fondées sur les hypothèses que nous jugeons être les plus plausibles, mais il est possible, dans plusieurs cas, de formuler d'autres hypothèses tout aussi plausibles. Par conséquent, nous présentons à la section 5.6 un scénario de rechange fondé sur l'hypothèse d'exportations et de ventes interprovinciales d'électricité plus élevées que dans les deux scénarios principaux.

5.1 La demande d'électricité au Canada

L'industrie canadienne de l'électricité a connu une croissance rapide, passant des petites centrales hydrauliques qui desservaient des localités isolées au début du XX^{e} siècle aux vastes réseaux interconnectés d'aujourd'hui, dont la puis-

1. Le terme "anticiper" désigne la construction d'installations avant la date prévue pour la desserte des besoins intérieurs.

sance installée dépasse 95 000 mégawatts[1] fournie par divers types de centrales.

Après plusieurs décennies de croissance de la demande d'électricité à un taux annuel d'environ 7 %, la demande a diminué de façon constante à partir du milieu des années 70 jusqu'à très récemment, à la suite du ralentissement de la croissance économique et d'autres facteurs économiques qui ont accompagné les chocs pétroliers. À la fin des années 70, les taux de croissance annuelle de la demande d'électricité se chiffraient en moyenne à près de 3 %. En 1987, la demande d'électricité au Canada avait augmenté de 3,5 % par rapport à 1986. Bien que le rythme de croissance de la demande continue d'être modéré, les taux de croissance ont dépassé, dans certaines régions, le niveau moyen des dernières années; en Ontario, par exemple, la demande d'énergie a augmenté de 4 % en 1987 par rapport à 1986.

Le tableau 5-1 présente nos prévisions de la demande d'électricité, exprimée en térawatts-heures.

Le tableau 5-1 comprend également nos prévisions de la demande de pointe annuelle (c.-à-d. le niveau le plus élevé de la demande durant toute l'année), par province et par région. Nous les avons établies à partir des perspectives de la demande d'énergie du chapitre 4 en calculant les facteurs de charge (rapport entre la

1. Dans l'industrie de l'électricité, les unités utilisées pour désigner l'énergie et la puissance (c.-à-d. la capacité de production de l'électricité) sont des multiples du kilowatt-heure (kW.h) et du kilowatt (kW), respectivement. Les multiples utilisés dans le rapport sont le gigawatt-heure (GW.h), le térawatt-heure (TW.h), le mégawatt (MW) et le gigawatt (GW). (Voir le tableau A1-1 en annexe).

Tableau 5-1

Demande intérieure d'électricité par province [a]

Demande d'énergie électrique

	demande d'énergie (gigawatts-heures)[c]			taux de croissance (% par année)	
	1986	2005		1986 à 2005	
		scénario bas	scénario élevé	scénario bas	scénario élevé
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Terre-Neuve	9834	13238	20688	1,6	4,0
Île-du-Prince-Édouard	607	932	966	2,3	2,5
Nouvelle-Écosse	7950	11604	12789	2,0	2,5
Nouveau-Brunswick	11555	18154	19899	2,4	2,9
Québec	152626	202934	223917	1,5	2,0
Ontario	127031	171778	184947	1,6	2,0
Manitoba	16222	23003	23857	1,9	2,1
Saskatchewan	11947	16799	19133	1,8	2,5
Alberta	34800	47269	60979	1,6	3,0
Colombie-Britannique	49494	67715	71128	1,7	1,9
Yukon	344	423	479	1,1	1,8
Territoires du Nord-Ouest	618	847	906	1,7	2,0
Total - Canada	**423028**	**574696**	**639688**	**1,6**	**2,2**

Demande de pointe [b]

	demande de pointe (mégawatts)			taux de croissance (% par année)	
	1986	2005		1986 à 2005	
		scénario bas	scénario élevé	scénario bas	scénario élevé
	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
Terre-Neuve	1820	2375	3625	1,4	3,7
Île-du-Prince-Édouard	109	172	178	2,4	2,6
Nouvelle-Écosse	1469	2127	2341	2,0	2,5
Nouveau-Brunswick	2199	3147	3440	1,9	2,4
Québec	27274	35388	39246	1,4	1,9
Ontario	21569	27914	30093	1,4	1,8
Manitoba	3082	4320	4492	1,8	2,0
Saskatchewan	2129	2973	3386	1,8	2,5
Alberta	5322	7774	9574	2,0	3,1
Colombie-Britannique	7830	10411	10978	1,5	1,8
Yukon	69	80	91	0,8	1,5
Territoires du Nord-Ouest	120	161	172	1,6	1,9
Total - Canada	**72992**	**96842**	**107616**	**1,5**	**2,1**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] Excluent les ventes à l'exportation.
[b] La demande de pointe est la somme des charges de pointe non coïncidentes dans chaque zone desservie et, par conséquent, dépasse la demande réelle.
[c] Les chiffres, exprimés en pétajoules à la section 4.1, ont été convertis à l'aide d'un facteur de 3,6 pétajoules par térawatt-heure.

charge moyenne et la charge de pointe) des services publics en fonction de données historiques et de ce que nous attendions de la gestion de la pointe par ces services. À l'heure actuelle, la plupart de ces facteurs de charge sont compris dans une fourchette de 60 % à 70 %. Nous partons du principe que, dans certaines provinces, les efforts déployés pour reporter la consommation des heures de pointe aux heures creuses (gestion de la pointe) amèneront une augmentation graduelle des facteurs de charge, pouvant atteindre 5 points de pourcentage au cours de la période d'étude.

Les prévisions du tableau 5-1 tiennent également compte des effets d'une gestion accrue de la demande par les services publics provinciaux, lesquels incitent leurs clients à consommer l'électricité de façon plus rationnelle en utilisant des appareils électroménagers, des moteurs, des appareils d'éclairage et autres équipements plus efficaces et à adopter des normes d'isolation plus élevées dans les bâtiments.

Nous prévoyons un taux annuel moyen de croissance de 1,8 % (scénario bas) et de 2,6 % (scénario élevé) jusqu'en 1990, et des taux annuels de 1,7 % et 2,3 %, respectivement, entre 1990 et 2005.

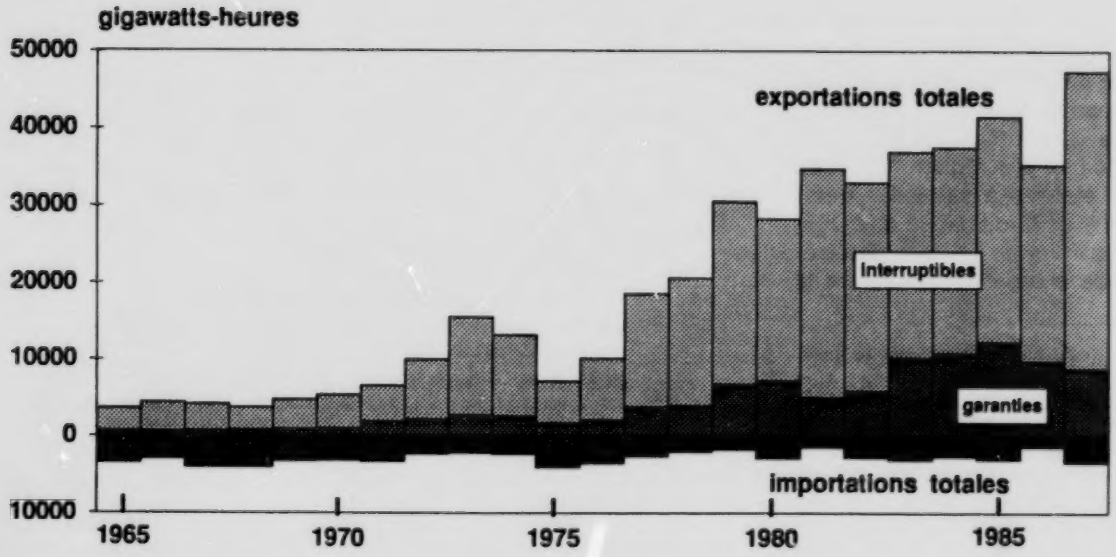
5.2 Les exportations

Au Canada, les réseaux provinciaux ont d'abord été développés de façon isolée, sauf en Ontario où l'on construisit des lignes internationales de transport dès le début du siècle. À mesure que les occasions se présentaient, les réseaux voisins s'interconnectèrent, d'abord selon des axes nord-sud, et plus récemment entre les provinces, afin d'améliorer la fiabilité et de réduire les coûts d'exploitation des réseaux.

La figure 5-1 illustre l'évolution du commerce international de l'électricité depuis 1965.

Jusqu'au début des années 70, les exportations et les importations s'équilibraient approximativement. L'achèvement des centrales dont les travaux avaient été engagés avant 1973, afin de répondre aux forts taux de croissance que l'on prévoyait alors, a donné lieu à une importante capacité excédentaire vers le milieu des années 70; la majeure partie de cette électricité

Figure 5-1
Exportations et importations annuelles d'électricité



provenait des centrales hydroélectriques et thermiques au charbon. Cet excédent a facilement été écoulé sur le marché américain, en raison de l'augmentation rapide du coût de production d'électricité à partir du pétrole.

Les exportations brutes[1] sont passées de 10,4 térawatts-heures en 1972 à 47 térawatts-heures en 1987. Cette augmentation rapide traduit la disponibilité d'énergie canadienne à des prix jugés attrayants par les services publics américains, et témoignent de l'adaptation rapide de la technologie et de la réglementation aux besoins de marchés en pleine évolution.

Les exportations garanties (environ 29 % du total des exportations nettes en 1986) ont permis aux services publics américains de retarder les investissements requis pour la construction de nouvelles centrales, de s'assurer une réserve de capacité et d'obtenir un soutien en cas d'urgence. Dans tous les cas, les services publics canadiens et américains se sont partagés les avantages économiques et opérationnels de ce commerce.

Outre ces retombées économiques et opérationnelles, les exportations d'électricité ont des conséquences sur l'environnement dans les deux pays. Au Canada, la majeure partie de l'électricité destinée à l'exportation est produite par des centrales hydroélectriques ou nucléaires. En règle générale, celles-ci ont un impact environnemental très localisé et relativement bénin.

L'énergie exportée permet aux États-Unis de réduire leur recours aux combustibles fossiles, ce qui réduit la pollution atmosphérique et les problèmes connexes, notamment les pluies acides et la détérioration de la qualité de l'air. L'Ontario est le principal exportateur d'énergie produite à partir de combustibles fossiles, principalement le charbon. Cette énergie est utilisée par les Américains à la place d'autres combustibles fossiles, de sorte que la hausse des émissions de gaz acides en Ontario est à peu près contrebalancée par la réduction de ces mêmes émissions aux États-Unis.

Le reste des exportations d'électricité sont le fait du Nouveau-Brunswick, du Québec, du Manitoba et de la Colombie-Britannique, principalement à partir de centrales hydroélectriques et, dans le cas du Nouveau-Brunswick, d'une centrale nucléaire.

En 1990, nous prévoyons que les exportations d'électricité du Nouveau-Brunswick et du Québec vers la Nouvelle-Angleterre et l'État de New York représenteront environ 10 % de la production d'électricité thermique dans cette région, ce qui entraînera une réduction proportionnelle des émissions de gaz acides. De même, toujours en 1990, les exportations d'électricité du Manitoba permettront de réduire de 1 % les émissions de polluants des centrales thermiques au charbon de la région importatrice; les exportations de la Colombie-Britannique se traduiront par une réduction de 5 % des émissions dans son marché américain. Dans l'ensemble, les exportations ont un effet positif sur l'environnement.

Le commerce de l'électricité entre les services publics nord-américains a évolué de façon régionale. Chaque région correspond a un regroupement de services publics qui sont étroitement interreliés. Cette structure régionale se retrouve dans la composition du North American Electric Reliability Council (NERC) et ses régions membres. Dans les conseils régionaux du NERC, les services publics canadiens se joignent à ceux des États-Unis afin d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement et de coordonner les normes de planification et d'exploitation.

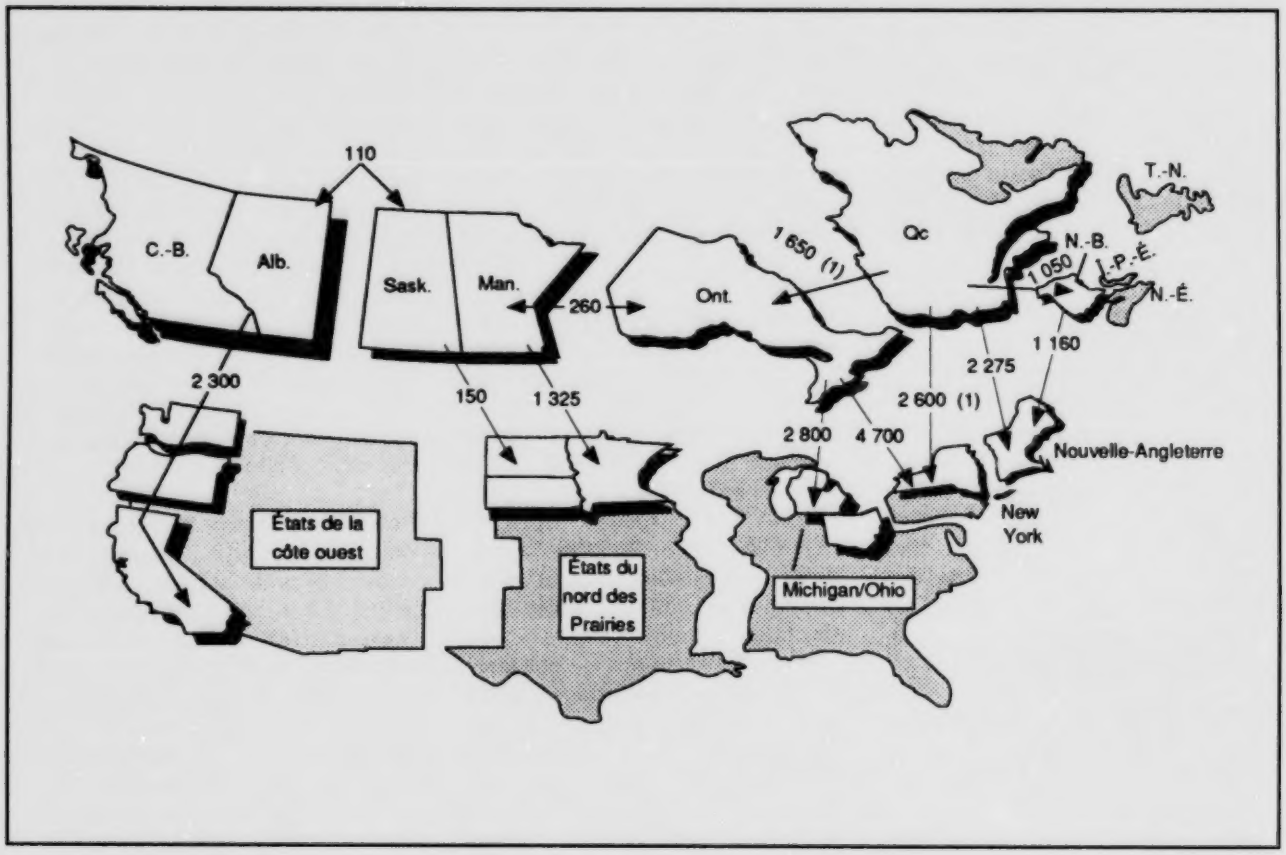
Du point de vue des services publics canadiens qui exportent de l'électricité, le marché américain se divise en cinq régions distinctes. La figure 5-2 illustre ces régions, ainsi que la capacité d'interconnexion prévue avec ces marchés pour 1990.[2] Le Nouveau-Brunswick exporte son électricité vers la Nouvelle-Angleterre; le Québec exporte vers l'État de New York et la Nouvelle-Angleterre; l'Ontario exporte vers le Michigan, la vallée de l'Ohio, et l'État de New York; le Manitoba exporte vers le Minnesota et le Dakota du Nord; la Saskatchewan exporte vers le Dakota du Nord; et la Colombie-Britannique exporte vers les États de Washington, d'Oregon et de Californie.

La Nouvelle-Angleterre est desservie par un grand nombre de services publics de taille relativement petite. La région comprend six États, chacun possédant sa propre commission de réglementation. Par conséquent, la réalisation des gros projets d'additions à la capacité de production ou la construction des lignes de transport est complexe, car elle exige une étroite coordination entre les services publics et les États, laquelle est toutefois facilitée par des ententes de mise en commun des ressources et par une démarche de coopération en vue

1. Les exportations brutes représentent les quantités totales exportées; on n'y tient pas compte des importations. Les exportations nettes en 1987 se chiffraient à 44 térawatts-heures.
2. La capacité d'interconnexion est uniquement approximative. La capacité réelle varie continuellement selon les conditions qui prévalent dans les réseaux.

Figure 5-2

Régions exportatrices du Canada et marchés à l'exportation aux États-Unis. Capacité prévue d'interconnexion(2) 1990



Nota: (1) La capacité de transfert simultané entre l'Ontario et les États-Unis est de 3 310 MW.

(2) La capacité d'interconnexion dépend de l'état des réseaux interconnectés à tout moment et varie continuellement. Pour cette raison, nous donnons des valeurs approximatives.

de régler les problèmes d'approvisionnement.

La Nouvelle-Angleterre possède des ressources limitées de production d'électricité, et elle dépend fortement du charbon, de l'uranium et, surtout, du pétrole, depuis longtemps disponible à faible coût et commode d'emploi. Toutefois, le charbon fait l'objet de contraintes environnementales de plus en plus strictes, et les centrales nucléaires sont confrontées à une opposition généralisée du public; enfin, le coût de production de l'électricité à partir du pétrole varie selon le prix mondial du pétrole.

Les services publics avaient prévu une augmentation modeste de la demande, mais celle de la Nouvelle-Angleterre a augmenté de façon plus rapide que prévue au cours des dernières années. Bon nombre des centrales existantes sont petites et désuètes; déjà, la réserve en puissance a été insuffisante pendant la période de pointe d'été dans des régions de la Nouvelle-Angleterre. Toutefois, compte tenu des incertitudes actuelles en matière de réglementation, bon nombre de services publics américains hésitent à s'engager dans la construction de nouvelles grandes centrales, à cause des immobilisations élevées et du long délai de mise en service. Les services publics de la Nouvelle-Angleterre n'ont donc cessé de chercher de nouvelles méthodes de répondre à la charge de leurs clients, et ils se sont montrés disposés à envisager d'acheter de l'électricité garantie à long terme auprès d'autres fournisseurs américains et des services publics canadiens.

On assiste actuellement à l'émergence de fournisseurs autres que les services publics. Les cogénérateurs industriels et les producteurs indépendants offrent des installations de production d'électricité aux délais de construction courts et fréquemment augmentées au gaz naturel.

Le marché de l'État de New York, comme celui de la Nouvelle-Angleterre, est desservi par un grand nombre de services publics. Certains d'entre eux alimentent des charges importantes, mais la plupart desservent de petites régions. Par conséquent, l'État de New York est confronté à certains des problèmes de la Nouvelle-Angleterre, comme la fragmentation des marchés et la difficulté de construire des lignes de transport et des centrales. Bien que ces deux régions disposent d'ententes de mise en commun afin de coordonner la planification et l'exploitation des réseaux, l'État de New York, à la différence de la Nouvelle-Angleterre, est propriétaire d'un important service public, la New York Power Authority, qui contrôle le réseau de transport principal et qui est directement interconnectée avec le Québec. Par conséquent, la New York Power Authority a été le principal acheteur d'électricité exportée du Québec vers l'État de New York, au nom de plusieurs services publics de l'État. Cette entente a bien fonctionné, permettant à l'État de New York de tirer profit du commerce de l'électricité.

Bien qu'il soit en meilleure position que la Nouvelle-Angleterre, l'État de New York dépend fortement de vieilles centrales au pétrole et au charbon et aura probablement besoin de nouvelles sources d'approvisionnement vers le milieu des années 90. Les services publics de l'État de New York hésitent également à s'engager dans la construction de grosses centrales et cherchent à conclure des contrats d'achat à long terme avec les services publics voisins des États-Unis et du Canada, comme le Québec, afin de s'assurer un approvisionnement sûr et économique.

Au Michigan et en Ohio, l'offre d'électricité est actuellement excédentaire, et ces États n'auront probablement pas grand besoin de capacité additionnelle avant la fin des années 90. Des réserves abondantes de charbon leur assurent un approvisionnement fiable et économique en combustibles pour les années à venir. Toutefois, les mesures de protection de l'environnement augmenteront les coûts de la consommation du charbon des deux côtés de la frontière dans cette région. On prévoit que les nouvelles technologies, telles que la combustion dans des chaudières sur lit fluidisé, et du matériel plus perfectionné de contrôle environnemental permettront d'utiliser le charbon de façon plus économique et plus saine.

La région du Minnesota, du Dakota du Nord et du Dakota du Sud n'aura probablement pas non plus grand besoin d'un complément de capacité avant le milieu des années 90; elle est actuellement bien desservie par les centrales au charbon qui ont accès à d'abondantes ressources de lignite à faible coût. L'accès à ces ressources réduit l'intérêt pour les services publics américains d'acheter de l'électricité au Manitoba, car les économies possibles sont plus modestes que dans les autres régions des États-Unis, où l'utilisation d'autres sources d'électricité est plus coûteuse et où les besoins sont plus pressants.

Les États de Washington, de l'Oregon et de la Californie constituent un marché d'exportation éventuel pour l'Alberta et la Colombie-

Britannique; parmi ceux-ci, c'est le sud de la Californie qui offre le plus de débouchés. Les services publics californiens n'auront probablement pas besoin d'accroître sensiblement leur capacité de production avant le milieu ou la fin des années 90, mais ils dépendent largement d'un grand nombre de petites centrales au gaz et au mazout et de groupes électrogènes appartenant à des entreprises privées, dont un grand nombre fonctionnent au gaz.

Les services publics du sud de la Californie sont confrontés à une situation incertaine en matière de réglementation, à des règlements environnementaux stricts et à un secteur indépendant de production d'électricité en pleine croissance, qui peut de plus en plus alimenter les charges grandissantes de la région. En outre, les planificateurs des services publics doivent faire face à d'autres problèmes, comme la sécurité de l'approvisionnement d'un réseau qui dépend de combustibles de première qualité, ou encore la fiabilité de l'offre provenant d'un grand nombre de producteurs autres que les services publics. Par conséquent, les services publics répugnent à beaucoup investir dans de nouvelles centrales. Bien que les services publics de l'Ouest canadien désirent fournir davantage d'électricité à ce marché grandissant, ils ne peuvent accéder librement aux longues lignes de transport nord-sud déjà fortement chargées, qui appartiennent à la Bonneville Power Administration (BPA). La BPA a donné un accès préférentiel au transport de ses propres excédents et de ceux des services publics américains voisins, empêchant ainsi la Colombie-Britannique ou l'Alberta de faire des exportations garanties à long terme.

Cette politique d'accès a néanmoins été revue récemment, afin de donner à la Colombie-Britannique un accès plus grand aux interconnexions nord-sud. Cet accès serait accordé en retour d'une meilleure intégration de l'exploitation des réseaux de la BPA et de la Colombie-Britannique ou d'autres considérations qui restent encore à négocier. En vertu de l'Accord de libre-échange, la Colombie-Britannique se verra accorder le même accès que les services extrarégionaux[1] des États-Unis à la capacité excédentaire de l'interconnexion existante.

De plus, on prévoit accroître la capacité de la ligne nord-sud au cours des prochaines années. Par ailleurs, les excédents d'énergie hydroélectrique des services publics du Nord-Ouest américain, qui font une concurrence directe à ceux de la Colombie-Britannique, devraient diminuer car leur propre demande augmente. Par conséquent, on peut supposer que l'accès de la Colombie-Britannique au marché de la Californie ira en s'améliorant.

5.2.1 La réglementation américaine et les exportations canadiennes

Les organismes de réglementation américains, qu'ils relèvent du gouvernement fédéral ou des États, peuvent avoir un effet sur les exportations canadiennes d'électricité et la construction de lignes internationales de transport.

- La "Economic Regulatory Agency" (ERA) du Département américain de l'Énergie délivre les permis présidentiels pour la construction et l'exploitation des lignes internationales de transport. Il faut demander un permis pour tout changement dans l'utilisation ou l'exploitation d'une ligne internationale de transport. En fait, cette exigence donne à l'ERA un vaste contrôle sur les importations d'électricité.

  Pour qu'un permis présidentiel soit délivré, il faut obtenir l'accord du Secrétaire d'État au sujet des incidences commerciales, et du Secrétaire de la Défense au sujet des conséquences sur la sécurité nationale. En outre, si un projet risque de perturber l'environnement, il peut être nécessaire de fournir une analyse des incidences environnementales.

- La "Federal Energy Regulation Commission" (FERC) réglemente les points suivants:

  - les tarifs exigés par les services publics appartenant à des investisseurs pour la revente d'électricité entre États, y compris l'électricité importée;

  - les tarifs pour les services de transport utilisés pour le commerce de l'électricité entre États;

  - les tarifs exigés par les organismes fédéraux de vente d'électricité, comme la Bonneville Power Administration, pour la vente de capacité, d'énergie et de services de transport.

- Les organismes de réglementation des États ont pour mandat de réduire au minimum le coût du service pour le consommateur, tout en assurant aux services publics un juste rendement

1. Les services publics extrarégionaux sont ceux qui ne sont ni propriétaires ni exploitants de l'interconnexion nord-sud.

du capital investi. Ils peuvent donc avoir une influence sur l'attrait commercial de l'énergie canadienne en raison des tarifs qu'ils fixent et parce qu'ils déterminent dans quelle mesure les services publics américains importateurs peuvent recouvrer les sommes versées aux exportateurs canadiens.

La réglementation de l'industrie américaine de l'électricité fait actuellement l'objet d'une importante réévaluation, fondée sur l'hypothèse qu'un marché plus concurrentiel permettrait d'augmenter l'offre au moindre coût pour le consommateur. À cet effet, de nouvelles pratiques commerciales sont proposées, comme la vente d'électricité aux services publics par des producteurs autres que les services publics, le recours aux appels d'offres pour l'approvisionnement en électricité des services publics, et un accès plus ouvert aux réseaux de transport. À cette fin, la FERC a publié en mars 1988 un avis de projet de réglementation, dans lequel elle demandait aux parties intéressées de faire part de leurs commentaires sur la possibilité d'introduire un mécanisme d'appels d'offres pour un approvisionnement additionnel en électricité et de simplifier la réglementation visant les producteurs indépendants.

Au cours des dernières années, plusieurs services publics américains ont fait l'objet d'un examen par les organismes de réglementation des États qui cherchait à déterminer si les capitaux investis dans des installations devant desservir les charges prévues des clients avaient été investis de façon prudente. Dans certains cas, des investissements importants ont été jugés imprudents et les services publics n'ont pas été autorisés à obtenir un rendement sur une partie ou la totalité de leurs investissements.

D'autres aspects de la réglementation causent des difficultés aux services publics américains, en particulier dans les domaines de l'environnement, de la délivrance de permis pour les centrales nucléaires, de l'acquisition des emprises pour le passage des nouvelles grandes lignes de transport, et du choix de l'emplacement des nouvelles centrales.

Compte tenu de ces pressions, les services publics américains vivent actuellement une période de grande incertitude et doivent envisager une vaste gamme de solutions possibles pour assurer leur approvisionnement en électricité. Par conséquent, les services publics américains appartenant à des investisseurs considèrent de plus en plus les achats d'électricité des services publics voisins, aux États-Unis et au Canada, comme une source fiable et sûre d'approvisionnement pour répondre aux besoins de leurs clients. Si cette situation peut se traduire par de nouvelles possibilités d'exportation pour les services publics canadiens, ceux-ci devront néanmoins se montrer compétitifs dans un marché en évolution rapide.

5.2.2 Prévisions en matière d'exportation d'électricité

La majeure partie des exportations actuelles sont de nature interruptible; cependant, il ressort de nos prévisions que les exportateurs s'orientent davantage vers la conclusion de contrats d'exportations garanties. La section 5.4 traite des ventes interruptibles d'énergie excédentaire, tandis que les exportations garanties, qui ont une incidence sur les plans de développement, sont discutées ci-dessous.

En ce qui a trait aux exportations garanties, nous avons fait les mêmes hypothèses dans le scénario bas que dans le scénario élevé. Les exportateurs canadiens, en particulier les services publics qui exploitent des centrales hydroélectriques, peuvent fournir l'électricité requise à des prix bien inférieurs aux solutions de remplacement les moins coûteuses sur le marché américain, et cet avantage compétitif est probablement valable dans les deux scénarios. Qui plus est, malgré l'augmentation prévue des exportations garanties, l'électricité canadienne continuera à répondre à une faible partie seulement des nouveaux besoins en électricité aux États-Unis. C'est pourquoi nos hypothèses concernant les exportations garanties ne sont que peu touchées par des variations de la demande et des conditions économiques sous-jacentes à nos deux scénarios. Plusieurs provinces tentent activement de conclure de nouveaux gros contrats de vente, que nous n'avons pas inclus dans nos prévisions. Celles-ci font l'objet d'un scénario de rechange, présenté à la section 5.6.

Nos prévisions des exportations pour chaque province exportatrice sont présentées plus en détail ci-dessous.

Nouveau-Brunswick

Le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Angleterre ont une longue histoire d'échanges commerciaux mutuellement profitables. Bien que l'ampleur des interconnexions est limitée, ce commerce a pris la forme de constructions conjointes de grosses centrales permettant aux services publics de la région, y compris du Nouveau-Brunswick, de profiter des économies d'échelle, de partager la réserve requise, de faire des transactions

d'économie[1] et de tirer d'autres avantages de leurs interconnexions.

Depuis le début des années 70, le Nouveau-Brunswick a eu accès aux importants excédents d'hydroélectricité du Québec. Grâce à des contrats spéciaux conclus avec le Québec, Le Nouveau-Brunswick a pu vendre sur les marchés américains une partie de cette énergie, ainsi que de l'électricité produite par ses centrales thermiques au mazout et nucléaire. Le Nouveau-Brunswick a également vendu une partie de la production de la centrale nucléaire Pointe-Lepreau en vertu d'une entente de participation proportionnelle. En conséquence, les échanges commerciaux ont augmenté; les ventes de puissance et d'énergie garanties et un commerce actif d'énergie interruptible ont réduit la dépendance de la Nouvelle-Angleterre à l'égard de l'électricité produite par les centrales au mazout, tout en permettant de remplacer une partie du charbon utilisé pour la production d'électricité.

La concurrence pour le marché de la Nouvelle-Angleterre a augmenté, mais le Nouveau-Brunswick sera peut-être en mesure d'exporter des quantités additionnelles de puissance et d'énergie produites par des centrales thermiques dans les années 90, en particulier vers le nord-est de la Nouvelle-Angleterre.

Nous supposons que le Nouveau-Brunswick ne renégociera pas les contrats d'exportation de l'électricité de Pointe-Lepreau I et récupérera la puissance et l'énergie de cette centrale entre 1991 et 1994 pour ses besoins intérieurs, lorsque ces contrats viendront à terme. Après cette période, le Nouveau-Brunswick pourrait décider de construire d'autres centrales nucléaires ou thermiques au charbon. Nous avons supposé que le Nouveau-Brunswick choisira, pour des raisons de planification de réseau et des motifs économiques, de construire une centrale au charbon classique de 400 mégawatts en 1993, dont la moitié de la capacité sera exportée. Nous supposons que cette centrale sera construire dans le cadre d'un projet conjoint avec les services publics clients de la Nouvelle-Angleterre; en effet, les services publics de la région ont souvent eu recours à ce type de coopération pour construire des centrales plus grosses et plus efficaces que ce qu'ils pourraient se permettre sur une base individuelle. Par conséquent, nous prévoyons des exportations garanties totales d'environ 200 mégawatts d'ici à la fin de la période des prévisions.

Québec

À la suite d'un programme dynamique de construction entrepris dans les années 60 dans le but de desservir ses charges intérieures prévues, le Québec s'est trouvé doté, comme d'autres services publics, d'un important excédent de puissance et d'énergie vers la fin des années 70, lorsque les charges prévues ne se sont pas concrétisées. Pouvant difficilement vendre cette énergie excédentaire dans la province même ou transporter à d'autres services publics[2] à cette époque, le Québec a déversé d'importantes quantités d'eau pendant cette période sans faire tourner les turbines de ses centrales.

Cette situation a poussé le Québec à offrir à certains clients industriels de la province des rabais à l'achat d'électricité en gros, afin de promouvoir l'utilisation de l'électricité au Québec et à entreprendre la construction et l'amélioration de plusieurs grandes interconnexions avec l'Ontario, le Nouveau-Brunswick, l'État de New York et la Nouvelle-Angleterre. Les problèmes techniques d'interconnexion ont été réglés en partie grâce à l'utilisation de lignes de transport haute tension à courant continu.[3] Ces mesures remportèrent un vif succès.

Le Québec tente maintenant activement de conclure de ventes garanties à long terme avec ces voisins, et il est disposé à anticiper la construction de nouvelles centrales à cette fin.

Au cours des années 70 et au début des années 80, le Québec a utilisé ses interconnexions afin d'exporter de l'énergie interruptible vers les marchés américains et les marchés canadiens voisins, où cette électricité servait principalement à remplacer l'électricité produite à des coûts plus élevés à partir du mazout et du charbon.

La demande américaine pour les excédents d'hydroélectricité du Québec était supérieure à ce qui pouvait être transporté par les interconnexions existantes, ce qui a nécessité la construction de nouvelles lignes. Par conséquent, des contrats ont été conclus avec la Nouvelle-Angleterre et l'État de New York pour des livraisons d'énergie programmées mieux garanties, ce qui permit de financer la construction de nouvelles grandes interconnexions.

---

1. Énergie vendue par un réseau à un autre afin d'économiser sur le coût de production lorsque le réseau récepteur possède la capacité suffisante pour satisfaire les charges sur son propre réseau.
2. Pour des raisons techniques, le Québec ne peut pas synchroniser son réseau électrique avec ceux de ses voisins; son réseau fonctionne donc de façon isolée.
3. Les interconnexions haute tension à courant continu permettent aux deux réseaux d'échanger de l'énergie même si les réseaux ne sont pas synchronisés.

Au cours des dernières années, la Nouvelle-Angleterre et l'État de New York ont activement recherché de nouvelles sources d'approvisionnement. Par conséquent, les exportations du Québec font de plus en plus l'objet de contrats à long terme d'exportation de puissance et d'énergie garanties, qui permettent aux services publics américains de reporter la construction de nouvelles centrales et de réduire le recours aux combustibles fossiles.

Le Québec a récemment annoncé qu'il avait conclu des contrats d'exportation avec l'État de New York et la Nouvelle-Angleterre pour un total d'environ 2 100 mégawatts, débutant au milieu des années 90 et se terminant bien au-delà de la période couverte par notre étude.

Tenant compte du plan de commercialisation publié par le Québec[1] et de ses récents communiqués, nous supposons que le Québec augmentera ses exportations garanties, en plus de celles qui sont actuellement autorisées par des licences, d'environ 3 100 mégawatts d'ici à l'an 2000. Nos prévisions comprennent les principales exportations suivantes:

- deux blocs de 500 mégawatts chacun, à l'État de New York, à partir de 1995;
- une augmentation de la capacité et de l'énergie vendues à l'État du Maine, passant de 100 mégawatts en 1992 à 600 mégawatts en l'an 2000;
- la vente de 500 mégawatts au Vermont, à partir de 1995;
- d'autres exportations garanties, non précisées pour le moment, de 1 000 mégawatts à partir de l'an 2000.

Les exportations d'énergie interruptible perdront de leur importance au début des années 90, bien que ce fléchissement soit davantage prononcé dans le scénario élevé, car les excédents existants sont alors absorbés plus rapidement en raison d'une croissance plus élevée de la demande intérieure.

Même si le Québec peut exporter plus d'énergie que nous ne l'avons supposé, nous prévoyons que les exportations se limiteront à 3 100 mégawatts d'ici à l'an 2000, en raison des contraintes imposées par les conditions du marché, décrites précédemment, et des limites techniques du transport de l'électricité vers les marchés américains. Dans le scénario de rechange décrit à la section 5.6, nous avons supposé que ces problèmes techniques seraient réglés.

Ontario

Jusqu'à très récemment, l'Ontario était le principal exportateur canadien d'électricité. Elle continue de vendre surtout de l'énergie interruptible grâce à la coordination étroite des échanges avec les services publics américains. L'énergie exportée est en grande partie produite à partir du charbon, et permet de remplacer l'électricité produite à coût plus élevé à partir du mazout et du charbon dans les marchés clients. Le fléchissement des prix du pétrole et la chute des prix du charbon ont grandement réduit l'attrait de ces transactions. Par conséquent, l'avantage commercial de l'Ontario a diminué, tout comme ses ventes. Cette situation pourrait persister tant que les prix du charbon et du pétrole demeureront faibles et qu'il y aura, sur le marché américain, un excédent de capacité de production d'électricité à partir du charbon. On prévoit une augmentation à court terme, pour le début des années 90, des exportations d'électricité nucléaire, lorsque la centrale Darlington sera mise en service et avant que les charges de la province soient suffisamment élevées pour absorber totalement la production de cette centrale.

La majeure partie de l'énergie excédentaire exportable de l'Ontario est produite à partir du charbon, mais le recours généralisé à l'électronucléaire et l'accès à l'hydroélectricité, produite dans la province et à l'extérieur, donnent à l'Ontario une certaine souplesse opérationnelle. Grâce à une étroite coordination avec les services publics américains voisins, l'Ontario peut façonner ses exportations afin de couvrir une large gamme de besoins des divers marchés, et elle offre des services variés, notamment la vente de capacité et d'énergie garanties pour des périodes courtes ou longues.

Nous avons supposé que l'Ontario ne conclura pas de nouveaux gros contrats d'exportation d'électricité. Bien que le marché américain puisse offrir de nouvelles possibilités d'exportations entre le milieu et la fin des années 90, l'Ontario ne disposera pas pendant cette période d'un excédent de capacité appréciable. Toutefois, la diversité de ses approvisionnements, sa taille et sa coordination étroite avec les services publics américains lui confèrent des avantages pour s'assurer des marchés continus pour les transactions d'économie.

Manitoba et Saskatchewan

La Saskatchewan exporte de petites quantités d'énergie vers le Dakota du Nord; ces exportations devraient se poursuivre.

---

1. *Plan de développement d'Hydro-Québec 1988-1990, Horizon 1997*, mars 1988.

Depuis le début des années 70, le Manitoba, qui est abondamment doté en ressources hydroélectriques, exporte d'importantes quantités d'électricité. Il possède un potentiel hydroélectrique non développé qu'il souhaite mettre en valeur afin de vendre de l'électricité aux services publics américains et canadiens voisins.

Le Manitoba fit face à une forte concurrence sur ses marchés à l'exportation, mais il a su négocier des exportations garanties à long terme vers le Minnesota et il tente actuellement de réaliser d'autres ventes.

Le Manitoba a devancé à 1991 l'achèvement de la centrale Limestone, d'une capacité de 1 200 mégawatts, en vue de respecter un contrat d'exportation garantie de 500 mégawatts. Ce contrat, conclu avec un service public du Minnesota, devrait entrer en vigueur en 1991 et prendre fin en 2005. Le Manitoba négocie actuellement avec des clients américains afin d'augmenter ses exportations d'électricité garantie, mais ces négociations n'ont pas donné lieu à de nouveaux contrats d'exportation aussi rapidement que la province l'avait espéré. Par conséquent, nous avons supposé que le Manitoba ne commencera pas à exporter un autre bloc ferme de 550 mégawatts avant l'an 2000. À ce moment, nous prévoyons que les excédents actuels sur les marchés américains auront été absorbés et que de nouvelles possibilités d'exportation s'offriront au Manitoba.

Les marchés du Manitoba qui se trouvent le plus au sud sont des réseaux dont la demande de pointe est en été, à l'opposé du Manitoba, où la demande de pointe est en hiver. Cette diversité des besoins permet des transactions saisonnières; le Manitoba a récemment annoncé la conclusion d'un contrat d'exportation saisonnière qui lui assurera une capacité additionnelle de 200 mégawatts lors de la pointe hivernale, à partir du milieu des années 90, en échange de quoi il offrira à ses partenaires américains un service similaire pendant l'été.

Nous prévoyons par ailleurs que les exportations interruptibles du Manitoba deviendront moins importantes à mesure que ses excédents actuels diminueront.

Alberta et Colombie-Britannique

Même si l'Alberta n'est pas actuellement une province qui exporte directement de l'électricité, elle a depuis quelque temps coordonné plus étroitement sa production d'électricité thermique au charbon avec les ressources hydroélectriques de la Colombie-Britannique. Depuis 1986, grâce à une interconnexion avec l'Alberta, la Colombie-Britannique a accès aux centrales albertaines alimentées au charbon. En combinant l'hydroélectricité et l'électricité thermique au charbon, la Colombie-Britannique peut mieux tirer profit des possibilités d'exportation.

La Colombie-Britannique possède une grande capacité hydroélectrique excédentaire, bien que sa production énergétique soit variable; en effet, elle dispose de réservoirs de capacité limitée et dépend fortement des précipitations. En périodes de pointe, l'Alberta a besoin de presque toute sa capacité, mais en dehors de ces périodes, elle possède des excédents fiables d'électricité produite par des centrales au charbon. Pour la Colombie-Britannique, l'Alberta est donc un complément idéal à la variabilité saisonnière et annuelle de son parc de production hydroélectrique.

L'Alberta cherche de plus en plus de nouveaux débouchés pour son électricité thermique au charbon. Elle pourrait intensifier son commerce avec les États-Unis, soit en coopération avec la Colombie-Britannique, soit par elle-même grâce à de nouvelles interconnexions.

Nous avons supposé que la Colombie-Britannique pourra utiliser annuellement environ 2 000 gigawatts-heures d'énergie provenant des centrales au charbon de l'Alberta, tout au long de la période d'étude. Cette énergie sera en partie consommée en Colombie-Britannique et en partie exportée. Dans nos prévisions, nous n'avons inclus aucune exportation garantie de l'Alberta.

La Colombie-Britannique a récemment annoncé son intention de créer une agence d'exportation chargée de vendre son électricité aux États-Unis. Cette agence serait le seul vendeur de la puissance et de l'énergie garanties produites par les services publics ou les entreprises privées de la province. De plus, elle pourrait également assurer la vente de l'électricité thermique au charbon qui pourrait provenir de l'Alberta.

Nous avons supposé que la Colombie-Britannique exportera un total garanti de quelque 900 mégawatts aux services publics des États du Nord-Ouest des États-Unis, à partir du milieu des années 90. Pour desservir ce marché, elle envisage d'ajouter un groupe alternateur de 400 mégawatts à une centrale hydraulique existante, et de construire une centrale thermique au charbon de 600 mégawatts, dont la production serait uniquement destinée au marché de l'exportation. D'après notre perception de l'orientation actuelle de la Colombie-Britannique, la construction

de cette centrale serait assurée par l'entreprise privée. Dans nos prévisions, nous n'avons pas inclus d'autre vente importante d'électricité garantie à la Californie, mais un tel projet d'exportation est inclus dans notre scénario de rechange décrit à la section 5.6.

Les ventes d'énergie interruptible, fondées sur des excédents fortuits, diminueront probablement d'ici le début des années 90. Toutefois, en raison de la variabilité annuelle des précipitations et de l'accès de la Colombie-Britannique à l'énergie produite par les centrales thermiques au charbon de l'Alberta, nous prévoyons que des ventes interruptibles de moindre envergure se poursuivront.

5.3 Capacité de production et production d'électricité par région

La demande d'électricité varie en fonction de l'heure, du jour et de la saison, ainsi que d'année en année. Au Canada, la demande maximale annuelle est en décembre ou en janvier. Les producteurs d'électricité doivent disposer d'une capacité de production suffisante pour y répondre. Les règles de l'art nécessitent aussi le maintien d'une capacité de production de réserve suffisante pour garantir aux clients un service fiable et continu, même en cas de défaillance de certains équipements ou en période d'entretien. Certains services publics ont besoin d'une réserve plus importante que d'autres, compte tenu des caractéristiques de leur parc d'équipements et de leurs conditions d'exploitation.

Les groupes générateurs d'électricité[1] varient selon leur conception et le type de ressource qu'ils consomment; des groupes différents sont utilisés selon le type de demandes auxquelles il faut répondre. Les groupes plus nouveaux et plus gros utilisant des ressources énergétiques abondantes et économiques, comme le charbon ou l'eau, sont utilisés autant que possible. Par exemple, les centrales de base fonctionnent souvent plus de 80 % du temps; elles sont caractérisées par un investissement initial élevé et un coût d'exploitation faible. Par ailleurs, les centrales de pointe fonctionnent pendant de très brèves périodes, souvent moins de 5 % du temps. Il s'agit souvent de vieilles ou de petites centrales qui consomment des combustibles de qualité, ou encore des centrales hydroélectriques ayant un réservoir de petite capacité. Les centrales de pointe thermiques sont habituellement moins coûteuses à construire que des centrales de base de même capacité, mais elles sont plus coûteuses à exploiter.

Certaines industries brûlent les sous-produits de leurs procédés industriels pour produire de l'énergie thermique qui est utilisée en usine et également pour cogénérer de l'électricité. Une partie de cette électricité est vendue aux services publics. Les entreprises et les particuliers sont de plus en plus intéressés à produire leur électricité pour satisfaire leurs propres besoins et également pour la vendre aux services publics. Les projets envisagés comprennent des petites centrales hydroélectriques, l'incinération des déchets municipaux, divers procédés industriels, ainsi que l'utilisation d'une gamme variée de technologies faisant appel à l'énergie renouvelable, dont l'énergie éolienne et l'énergie solaire.

En 1986, la production d'électricité par des entreprises autres que les services publics totalisait 37,9 térawatts-heures, soit 8 % de la production totale d'électricité au Canada. Vers 2005, nous prévoyons que ce type de production fournira 61 térawatts-heures, soit 10 % environ de la production totale d'électricité au Canada.

Prévisions par province

Pour produire de l'électricité, chaque province exploite les ressources qui lui coûtent le moins cher. Par exemple, l'Alberta, la Saskatchewan et la Nouvelle-Écosse mettent à profit leurs abondantes réserves de charbon, tandis que la Colombie-Britannique, le Manitoba et le Québec utilisent presque exclusivement leurs abondantes ressources hydroélectriques. Les autres régions du Canada utilisent les ressources qu'elles possèdent et elles achètent également de l'énergie. C'est la raison pour laquelle nous traitons séparément chaque province et chaque territoire dans cette section. Nous décrivons les ressources qui, selon nos prévisions, seront exploitées afin de répondre à la demande intérieure, ainsi qu'aux ventes interprovinciales et à l'exportation.

Le tableau 5-2 illustre l'importance relative de la capacité de production des diverses provinces et la production d'énergie effective pour l'année 1986, dernière année pour laquelle il existe des statistiques complètes. Il convient de noter que les statistiques visant Terre-Neuve et le Labrador comprennent les ventes garanties à long terme au Québec de l'électricité produite par la centrale Churchill Falls.

1. Les groupes sont classés selon la quantité d'électricité qu'elles peuvent produire par unité de temps. Par exemple, un groupe de 100 mégawatts peut produire 100 mégawatts-heures d'électricité par heure de fonctionnement.

Tableau 5-2

Capacité de production et production d'électricité par province et territoire - 1986

	puissance [a]		énergie	
	mégawatts	%	gigawatts-heures	%
Terre-Neuve	7123	7,7	40530	8,9
Île-du-Prince-Édouard	123	0,1	12	0,0
Nouvelle-Écosse	2173	2,3	7410	1,6
Nouveau-Brunswick	3377	3,6	12222	2,7
Québec	27070	29,2	148926	32,6
Ontario	25678	27,7	125267	27,4
Manitoba	4049	4,4	24059	5,3
Saskatchewan	2747	3,0	11899	2,6
Alberta	7602	8,2	34857	7,6
Colombie-Britannique	12579	13,6	50861	11,1
Yukon	122	0,1	344	0,1
Territoires du Nord-Ouest	184	0,2	618	0,1
Total - Canada	**92827**	**100,0**	**457005**	**100,0**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] Les chiffres de puissance excluent les achats.

Source: tableaux A5-1 et A5-2 en annexe

Les tableaux 5-3 à 5-14 présentent les prévisions quant à la capacité de production et à la production énergétique par province et par territoire. Des renseignements plus détaillés sont donnés aux tableaux A5-1 et A5-2, en annexe. Dans tous les tableaux, les chiffres inscrits dans les rangées intitulées "capacité restante" représentent la différence arithmétique entre la capacité de production totale et la demande de pointe du réseau, laquelle est ici définie comme étant la somme des charges de pointe non coincidentes. Cette différence comprend les excédents disponibles pour les ventes à l'extérieur de la province, toutes les réserves requises, et tout crédit de puissance attribué aux interconnexions.

Terre-Neuve et Labrador

Nous prévoyons qu'à Terre-Neuve et au Labrador, la charge passera de 9,8 térawatt-heures en 1986 à 13,2 et 20,7 térawatts-heures en 2005, selon le scénario bas et le scénario élevé, respectivement. Ceci correspond à des taux de croissance annuels de 1,6 % et 4 %.

Le réseau de Terre-Neuve et du Labrador est scindé en deux: plus de 95 % de la charge est concentrée dans l'île, tandis que la majorité des ressources hydroélectriques importantes se trouvent au Labrador.

Bien que la charge du Labrador soit faible, car elle représente moins de 5 % de la charge totale de la province, il y a une importante centrale hydroélectrique de 5 200 mégawatts à Churchill Falls. L'essentiel de sa production est vendu au Québec en vertu d'un contrat à long terme. Nous supposons qu'une partie de la production de Churchill Falls continuera de satisfaire la demande du Labrador.

Dans l'île, on a déjà aménagé la plupart des sites hydroélectriques économiquement exploitables, si bien que le réseau de l'île dépend de plus en plus des centrales thermiques au mazout, dont la production représentait environ 14 % de la demande d'électricité de la province en 1986.

L'augmentation des charges rend probable la nécessité de nouveaux équipements de production aux alentours de 1990. Conformément aux intentions officiellement déclarées de la province, nous supposons qu'à long terme l'île sera alimentée par l'électricité du Labrador, au moyen d'un câble sous-marin. Nous estimons qu'il est raisonnable de fixer à l'an 2000 la fin des travaux, compte tenu de l'importance des investissements qu'exige un tel projet et des délais considérables requis pour obtenir les approbations et construire la ligne. Ce projet serait rattaché à la construction de la centrale hydraulique de Gull Island et au rappel d'une partie de la production de Churchill Falls, conformément au contrat de vente avec le Québec. Entretemps, nous supposons que l'augmentation des charges dans l'île sera satisfaite par des centrales thermiques au mazout, ainsi que par une consommation accrue de mazout à Holyrood, la centrale au mazout existante.

Dans l'éventualité du report ou de l'abandon du projet de câble sous-marin, Terre-Neuve devra envisager d'autres moyens de répondre à ses besoins en électricité. Le cas échéant, elle pourrait probablement satisfaire à la croissance de la demande de façon plus écono-

Tableau 5-3

Offre et demande d'électricité à Terre-Neuve et au Labrador

	1986	1990		2005	
		scénario bas	scénario élevé	scénario bas	scénario élevé
puissance disponible (MW)	7123	7176	7236	7375	10143
demande de pointe intérieure	1820	1893	2197	2375	3625
demande de pointe du réseau	6520	6593	6897	6775	8025
puissance restante	603	583	339	600	2118
% de pointe intérieure[a]	33	31	15	25	58
production d'énergie (GW.h)	40530	42036	43686	42609	52976
hydroélectricité	39154	41145	41145	41145	52445
charbon	0	0	0	0	0
nucléaire	0	0	0	0	0
autres	1376	891	2541	1464	531
consommation intérieure (GW.h)	**9834**	**10335**	**12096**	**13238**	**20688**
transferts interprov. nets vers l'extérieur (intérieur)	**30696**	**31701**	**31590**	**29371**	**32288**
exportations nettes	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] La puissance restante est exprimée en pourcentage de la pointe intérieure pour Terre-Neuve et le Labrador plutôt qu'en pointe du réseau.

Tableau 5-4

Offre et demande d'électricité à l'Île-du-Prince-Édouard

	1986	1990		2005	
		scénario bas	scénario élevé	scénario bas	scénario élevé
puissance disponible (MW)[a]	143	168	168	208	208
demande de pointe intérieure	109	131	131	172	178
demande de pointe du réseau	109	131	131	172	178
puissance restante	34	37	37	36	30
% de pointe intérieure	31	28	28	21	17
production d'énergie (GW.h)	12	64	65	64	68
hydroélectricité	0	0	0	0	0
charbon	0	0	0	0	0
nucléaire	0	0	0	0	0
autres	12	64	65	64	68
consommation intérieure (GW.h)	**607**	**709**	**710**	**932**	**966**
transferts interprov. nets vers l'extérieur (intérieur)	**(595)**	**(645)**	**(645)**	**(868)**	**(898)**
exportations nettes	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Tient compte de la puissance achetée du Nouveau-Brunswick, laquelle se chiffre à 20 mégawatts en 1986, 35 mégawatts en 1990 et 80 mégawatts en 2005.

mique en construisant de nouvelles centrales de base au charbon ou au mazout, ou peut-être une centrale nucléaire.

À Terre-Neuve, les entreprises autres que les services publics ont produit environ 450 gigawatts-heures en 1986, soit 4,5 % de la charge provinciale. La majeure partie de cette électricité a été produite par des centrales hydroélectriques. Nous ne prévoyons pas que ce pourcentage augmentera rapidement pendant la période d'étude. D'ici à 2005, nous prévoyons que la production d'électricité par des entreprises autres que les services publics atteindra environ 620 gigawatts-heures, soit 4,7 % et 3 % de la demande provinciale globale selon les scénarios bas et élevé, respectivement. Nous prévoyons que l'augmentation viendra d'un recours accru aux déchets ligneux de l'industrie des produits forestiers.

Île-du-Prince-Édouard

Les prévisions de la demande dans l'Île-du-Prince-Édouard sont semblables dans les deux scénarios; de 607 gigawatts-heures en 1986, elles devraient passer environ à 950 gigawatts-heures en 2005, soit une croissance annuelle d'environ 2,4 %.

L'Île-du-Prince-Édouard dispose d'une capacité de production thermique au mazout suffisante pour satisfaire ses propres besoins, cependant, elle préfère, pour des motifs économiques, acheter la plus grande partie de son énergie du Nouveau-Brunswick grâce à une interconnexion par câble sous-marin. Nous supposons que l'interconnexion sera améliorée de manière à pouvoir utiliser toute la capacité nominale de 200 mégawatts du câble sous-marin.

L'Île-du-Prince-Édouard a adopté une loi qui encourage le service public provincial à acheter de l'électricité aux producteurs indépendants de l'Île. Toutefois, nous ne prévoyons pas que ces producteurs alimenteront une part importante de la charge de l'Île pendant la période d'étude. Par conséquent, nous prévoyons que le Nouveau-Brunswick continuera de fournir pratiquement toute l'énergie et de satisfaire tous les besoins additionnels de capacité de l'Île-du-Prince-Édouard.

Nouvelle-Écosse

En 1986, la demande d'électricité en Nouvelle-Écosse était de 8 térawatts-heures. Nous prévoyons qu'elle passera à 11,6 ou 12,8 térawatts-heures d'ici à 2005, selon que se réalise le scénario bas ou le scénario élevé. Ceci correspond à des taux de croissance annuels de la charge de 2 % et 2,5 %, respectivement.

La capacité de production de la Nouvelle-Écosse se répartit actuellement comme suit: thermique au mazout, 42 %; thermique au charbon, 40 %; hydroélectrique, 18 %.

Avec l'achèvement des travaux de conversion de la centrale Point Tupper nº 2, la Nouvelle-Écosse a terminé son projet de conversion au charbon de ses grandes centrales alimentées au mazout. Nous supposons que toutes les nouvelles grandes centrales de base utiliseront le charbon de la Nouvelle-Écosse. Ceci concorde avec la politique de la province visant à mettre en valeur ses propres ressources en charbon.

Une centrale marémotrice de 20 mégawatts fonctionne à Annapolis Royal, mais à cause du coût en capital relativement élevé de ce type de centrale, nous supposons qu'aucune nouvelle centrale marémotrice ne sera construite au cours de la période d'étude.

Tableau 5-5

Offre et demande d'électricité en Nouvelle-Écosse

	1986	1990		2005	
		scénario bas	scénario élevé	scénario bas	scénario élevé
puissance disponible (MW)	2173	2180	2180	2670	2820
demande de pointe intérieure	1469	1650	1663	2127	2341
demande de pointe du réseau	1469	1650	1663	2127	2341
puissance restante	704	530	517	543	479
% de pointe intérieure	48	32	31	26	20
production d'énergie (GW.h)	7410	8455	8525	11704	12889
hydroélectricité	1039	1102	1102	1102	1102
charbon	5402	6173	6199	8796	10396
nucléaire	0	0	0	0	0
autres	969	1180	1224	1806	1391
consommation intérieure (GW.h)	7950	9015	9085	11604	12789
transferts interprov. nets vers l'extérieur (intérieur)	(540)	(560)	(560)	100	100
exportations nettes	0	0	0	0	0

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

La prochaine addition importante sera la centrale thermique au charbon de Trenton. Cette centrale de 150 mégawatts devrait être achevée d'ici à 1991. Nous prévoyons que de nouvelles centrales devront être construites vers le milieu des années 90. Nous supposons qu'il s'agira de centrales thermiques au charbon de conception classique et d'une capacité de 150 mégawatts. Plus tard au cours de la période d'étude, il se peut qu'on procède à la construction de centrales d'une capacité de 150 mégawatts, utilisant la technique de combustion sur lit fluidisé.

En Nouvelle-Écosse, les producteurs d'électricité autres que les services publics ont produit 360 gigawatts-heures en 1986, soit de 5 % du total provincial. La majeure partie de cette électricité a été produite par l'industrie forestière. Nous prévoyons que la production d'électricité par des producteurs autres que les services publics augmentera d'environ 30 mégawatts en 1993, dans la foulée de la politique du gouvernement visant à lancer des appels d'offre aux producteurs privés. Par la suite, le taux de croissance diminuera, mais la proportion de déchets ligneux brûlés devrait augmenter. Vers 2005, nous prévoyons que la production d'électricité par les indépendants atteindra 570 gigawatts-heures, soit 4,5 % de la production totale.

Le commerce de l'électricité entre la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick, sur une base interruptible, se poursuit depuis un certain temps. En moyenne, la Nouvelle-Écosse achète davantage d'électricité au Nouveau-Brunswick qu'elle lui en vend. Il s'agit surtout l'énergie d'économie. Nous supposons

que ces transactions se maintiendront à un niveau analogue à celui des dernières années. Malgré la possibilité que la Nouvelle-Écosse vende au Nouveau-Brunswick de la capacité garantie des centrales thermiques au charbon, nous n'avons pas inclus cette possibilité dans nos hypothèses.

Nouveau-Brunswick

Nous prévoyons que d'ici à 2005, la demande intérieur au Nouveau-Brunswick, qui était de 11,6 térawatts-heures en 1986, atteindra environ 18,2 térawatts-heures dans le scénario bas et 19,9 térawatts-heures dans le scénario élevé. Ceci se traduit par un taux de croissance annuel de la charge d'environ 2,4 % et 2,9 %, respectivement.

Tableau 5-6

Offre et demande d'électricité au Nouveau-Brunswick

	1986	1990		2005	
		scénario bas	scénario élevé	scénario bas	scénario élevé
puissance disponible (MW)	3377	4072	4072	4359	4559
demande de pointe intérieure	2199	2556	2582	3147	3440
demande de pointe du réseau	2601	2973	2999	3499	3792
puissance restante	776	1099	1073	860	767
% de pointe intérieure	30	37	36	25	20
production d'énergie (GW.h)	12222	12823	12769	21084	22809
hydroélectricité	3185	2771	2771	2771	2771
charbon	945	2137	2137	6341	7743
nucléaire	5227	4857	4857	4857	4857
autres	2865	3058	3004	7115	7438
consommation intérieure (GW.h)	11555	14094	14240	18154	19899
transferts interprov. nets vers l'extérieur (intérieur)	(5925)	(7795)	(7995)	768	(52)
exportations nettes	6592	6524	6524	2162	2962

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Actuellement, le Nouveau-Brunswick a une capacité de production qui se répartit comme suit: thermique au mazout, 45 %; hydroélectricité, 27 %; nucléaire, 19 %[1], et thermique au charbon, 9 %.

Les producteurs d'électricité autres que les services publics ont produit 771 gigawatts-heures en 1986, soit 6 % de la demande provinciale. La majeure partie de cette électricité a été produite par des centrales hydroélectriques appartenant à des sociétés forestières. Nous prévoyons que la production d'électricité par les sociétés privées augmentera de façon modeste au cours de la période d'étude, cette augmentation étant due principalement à l'utilisation accrue des déchets ligneux. Vers 2005, nous prévoyons que la production d'électricité par les sociétés privées totalisera 1,1 térawatt-heure, soit environ 5 % de la production totale.

Il existe au Nouveau-Brunswick une centrale thermique au mazout de 1 000 mégawatts à Coleson Cove; nous prévoyons qu'elle sera utilisée de plus en plus à mesure que les besoins de la province augmenteront. Les prix du pétrole sur lesquels sont fondés nos scénarios bas et élevé sont trop faibles pour diminuer l'utilisation de cette centrale, et ils ne justifient pas sa conversion à un autre type de combustible. La conversion de la centrale de Coleson Cove, qui permettrait d'utiliser une émulsion d'eau et de bitume, importée du Venezuela, pourrait s'avérer rentable vers le milieu ou la fin des années 90, mais nous n'avons pas tenu compte de cette possibilité dans nos hypothèses. Le Nouveau-Brunswick étudie actuellement l'utilisation de ce nouveau combustible en remplacement du mazout lourd ou de la conversion au charbon. Nous prévoyons que les additions importantes à la capacité feront appel au charbon, à commencer par l'addition d'une centrale de 400 mégawatts au début des années 90 (dont la moitié de la production est censée être exportée sur une base garantie). Par la suite, nous prévoyons que le Nouveau-Brunswick se dotera de cenrales thermiques au charbon de 200 mégawatts chacune, faisant appel à la technique du lit fluidisé.

Une source importante d'électricité pour le Nouveau-Brunswick est le Québec, grâce à l'interconnexion entre ces deux provinces, d'une capacité d'environ 1 000 mégawatts. Le Nouveau-Brunswick utilise cette interconnexion principalement pour des achats d'énergie hydroélectrique interruptible. En 1986, les achats d'électricité québécoise ont permis de répondre à environ la moitié de la demande énergétique au Nouveau-Brunswick. La majeure partie de cette énergie est utilisée pour rem-

1. Il s'agit de la centrale nucléaire Pointe-Lepreau de 630 mégawatts. Le pourcentage indiqué comprend une partie de l'électricité exportée vers la Nouvelle-Angleterre jusqu'au début des années 90.

placer celle qui est produite grâce aux combustibles fossiles; mais en coopération avec le Québec, une partie de l'électricité ainsi achetée, ainsi qu'une partie de l'excédent d'énergie hydroélectrique et d'énergie thermique du Nouveau-Brunswick sont vendues, selon une formule interruptible, à la Nouvelle-Écosse, à l'Île-du-Prince-Édouard et à la Nouvelle-Angleterre. Les achats d'énergie interruptible ne devraient pas se poursuivre après le milieu des années 90, compte tenu de la baisse des excédents d'énergie hydroélectrique prévus pour le réseau québécois et de l'accès accru du Québec aux marchés américains, plus lucratifs, où le coût des sources d'énergie de remplacement est plus élevé qu'au Nouveau-Brunswick. Il est cependant probable que le Nouveau-Brunswick continuera de consentir des ventes d'énergie interruptible à la Nouvelle-Écosse et à l'Île-du-Prince-Édouard.

Nous prévoyons également que le Nouveau-Brunswick vendra de petits blocs de puissance et d'énergie garanties produites par certaines centrales à l'Île-du-Prince-Édouard, à mesure que les charges augmenteront dans cette province.

Le Nouveau-Brunswick a récemment conclu un contrat d'achat garanti avec le Québec pour diverses quantités de capacité et d'énergie allant jusqu'à 675 mégawatts, à partir de 1988 et jusqu'en 1994. Dans notre étude, nous n'avons inclus aucun autre achat d'électricité québécoise garantie, bien qu'un achat de ce type soit inclus dans notre scénario de rechange décrit à la section 5.6.

Pointe-Lepreau I, la seule centrale nucléaire du Nouveau-Brunswick, peut produire 630 mégawatts, dont environ 230 mégawatts sont réservés aux exportations garanties jusqu'au début des années 90. Le Nouveau-Brunswick pourrait construire une seconde centrale nucléaire à Pointe-Lepreau, mais il a hésité à le faire jusqu'à présent, en raison des importants risques financiers initiaux que présente ce projet pour la province et pour ses éventuels partenaires américains. Par conséquent, nous n'avons pas tenu compte de cette possibilité dans notre étude.

Québec

En 1986, la charge intérieure de la province était de 153 térawatts-heures, dont environ 20 % étaient fournis par les achats d'énergie produite à Churchill Falls, au Labrador. On prévoit que cette charge passera à 203 et 224 térawatts-heures en 2005, dans le scénario bas et le scénario élevé, respectivement. Les taux de croissance annuels correspondants de la charge sont de 1,5 % et 2 %. À l'heure actuelle, la capacité de production d'électricité au Québec se répartit comme suit: hydroélectricité, 94%; thermique au mazout, 4%; et électronucléaire, 2%.

Dans son plan de développement récemment publié,[1] l'Hydro-Québec a décrit sa stratégie pour gérer la demande, recourant à plus de 2 000 mégawatts de charges industrielles interruptibles d'ici à 1993. En outre, le Québec prévoit réduire sa charge de pointe en 1990 de 3 000 mégawatts, en faisant de la publicité pour les systèmes bi-énergie. Les consommateurs se verront accorder des taux préférentiels s'ils utilisent l'électricité pendant les heures creuses et le

1. *Plan de développement d'Hydro-Québec 1988-1990, Horizon 1997*, mars 1988.

Tableau 5-7

Offre et demande d'électricité au Québec

	1986	1990		2005	
		scénario bas	scénario élevé	scénario bas	scénario élevé
puissance disponible (MW)	31770	33065	33065	42143	46746
demande de pointe intérieure	27274	27256	27992	35388	39246
demande de pointe du réseau	27511	28318	29054	38574	42432
puissance restante	4259	4747	4011	3569	4314
% de pointe intérieure[a]	15	17	14	9	10
production d'énergie (GW.h)	148926	159315	161322	198895	220581
hydroélectricité	144901	153874	155881	191467	213743
charbon	0	0	0	0	0
nucléaire	3792	5101	5101	5101	5101
autres	233	340	340	2327	1737
consommation intérieure (GW.h)	**152626**	**158402**	**162398**	**202934**	**223917**
transferts interprov. nets vers l'extérieur (intérieur)	**(16329)**	**(17778)**	**(19767)**	**(28448)**	**(30515)**
exportations nettes	**12629**	**18891**	**18891**	**24409**	**27179**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Tient compte de la puissance achetée à Churchill Falls, laquelle se chiffre à 4700 mégawatts en 1986 et en 1990 et 4400 mégawatts en 2005.

mazout pendant les heures de pointe. Nous prévoyons que l'effet cumulatif de ces stratégies sera de réduire la charge de pointe annuelle d'environ 5 000 mégawatts, d'ici le milieu des années 90, par rapport aux niveaux qui seraient normalement atteints.

Au Québec, les producteurs d'électricité autres que les services publics ont produit 17,8 térawatts-heures en 1986, soit 12% de la demande provinciale. La majeure partie de cette électricité provenait des centrales hydroélectriques appartenant à des alumineries. Il y a également des possibilités restreintes de production privée (petites centrales hydroélectriques, production mixte et incinération des déchets municipaux), mais compte tenu de l'incertitude qui entoure ces projets, nous ne prévoyons pas que la production d'électricité par les indépendants augmentera de beaucoup au Québec. D'ici à 2005, nous prévoyons que cette production atteindra environ 20 térawatts-heures, soit 9,5 % de la production totale.

Le Québec dispose de vastes réservoirs et il peut régler sa production hydroélectrique afin de compenser les fluctuations des précipitations saisonnières et annuelles. Il peut ainsi répondre à ses propres charges, tout en disposant d'une importante souplesse opérationnelle qui lui permet de vendre de l'électricité aux réseaux voisins lorsque les prix sont les plus intéressants, ce qui maximise la valeur de cette énergie pour le Québec.

Le Québec n'aura pas besoin d'addition importante à sa capacité avant le milieu des années 90 (hormis les additions à la capacité en pointe des centrales Manic 5 et La Grande 2), s'il doit uniquement satisfaire l'augmentation de ses charges intérieures et respecter ses contrats actuels de vente aux réseaux extraprovinciaux. Après 1995, le Québec pourrait construire d'autres centrales hydroélectriques de base et de pointe, selon les besoins.

Nous supposons que le Québec, en plus de satisfaire ses charges provinciales et de respecter les contrats actuels, devancera la construction de gros ouvrages hydroélectriques afin de pouvoir vendre à l'exportation une quantité garantie additionnelle de 3 100 mégawatts (voir la section 5.2.2). Nous prévoyons également que le Québec construira des lignes de transport additionnelles et procédera à l'amélioration de son réseau de transport, afin que sa fiabilité soit conforme aux critères du North American Electric Reliability Council.

Au Canada, le Québec a d'importantes interconnexions avec Terre-Neuve et le Labrador, le Nouveau-Brunswick et l'Ontario. Nous supposons que les achats faits à Churchill Falls, au Labrador, se poursuivront conformément aux termes du contrat. Les ventes au Nouveau-Brunswick se sont presque toujours déroulées à la limite de la capacité physique des interconnexions. Nous prévoyons que cette situation se maintiendra jusqu'au début des années 90. Par la suite, les ventes varieront en fonction des excédents disponible au Québec. Comme nous l'avons mentionné précédemment, nous incluons un accord de ventes garanties avec le Nouveau-Brunswick pour diverses quantités de capacité et d'énergie, pour la période débutant en 1988 et se terminant en 1994.

Nous prévoyons que, vers le milieu des années 90, les ventes à l'Ontario diminueront grandement, à mesure que les excédents du Québec déclineront et que la centrale nucléaire ontarienne Darlington entrera en service. Pour le Québec, l'Ontario est un marché moins lucratif que les États-Unis pour les ventes d'énergie d'économie parce que l'Ontario dispose de centrales nucléaires et d'usines thermiques au charbon à haut rendement. Nous n'avons inclus aucune nouvelle vente garantie à l'Ontario dans les scénarios bas ou élevé, mais nous avons inclus une telle vente dans le scénario de rechange décrit à la section 5.6.

Ontario

Nous prévoyons que d'ici à 2005, la demande intérieure d'électricité passera à 171,8 et 184,9 térawatts-heures, dans le scénario bas et le scénario élevé, respectivement, alors qu'elle était de 127,2 térawatts-heures en 1986. Ceci correspond à des taux de croissance annuels de 1,6 % et 2 %.

En 1986, les producteurs d'électricité autres que les services publics ont produit 3,8 térawatts-heures d'électricité, soit 3 % de la demande provinciale. La majeure partie de cette électricité provenait de centrales hydroélectriques relativement petites, mais une partie importante et croissante de cette électricité a été produite à partir de combustibles fossiles et de sous-produits combustibles. Dans le cadre de l'examen de ses options d'approvisionnement,[1] l'Ontario a envisagé la possibilité de recourir davantage aux producteurs indépendants. Ces producteurs comprennent les cogénérateurs industriels, les services d'électricité privés et les particuliers. Nous sup-

1. *Ontario Hydro, Demand/Supply Options Study - The Options*, (Rapport n° 652SP), *et 1987 Bulk Electricity System Demand/Supply Report 1987-2006* (Rapport n° 661SP).

Tableau 5-8

Offre et demande d'électricité en Ontario

	1986	1990		2005	
		scénario bas	scénario élevé	scénario bas	scénario élevé
puissance disponible (MW)	25734	31297	31297	33779	36526
demande de pointe intérieure	21569	23205	23875	27914	30093
demande de pointe du réseau	22204	23640	24310	27914	30093
puissance restante	3530	7657	6987	5865	6433
% de pointe intérieure	16	32	29	21	21
production d'énergie (GW.h)	125267	140457	146690	170235	182974
hydroélectricité	41206	39528	39528	42114	42114
charbon	24402	14428	20661	33080	32744
nucléaire	58213	83909	83909	90642	103453
autres	1446	2592	2592	4399	4663
consommation intérieure (GW.h)	127031	138230	142163	171778	184947
transferts interprov. nets vers l'extérieur (intérieur)	(8027)	(5723)	(3423)	(3123)	(3123)
exportations nettes	6263	7950	7950	1580	1150

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

posons que ces producteurs fourniront une capacité additionnelle d'environ 250 mégawatts d'ici à 2005. Nous prévoyons que d'ici à 2005, les producteurs autres que les services publics produiront environ 6,9 térawatts-heures, soit 4 % de la production totale.

La capacité de production de l'Ontario se répartit actuellement comme suit : nucléaire, 34 %; thermique au charbon, 29 %; hydroélectricité, 23 %; et gaz naturel, mazout et autres sources, 14 %.

L'Ontario a des interconnexions avec le Manitoba et le Québec, ainsi qu'avec les États de New York et du Michigan par l'intermédiaire desquels il a accès aux marchés d'autres États. Au Canada, l'Ontario achète principalement de l'énergie interruptible du Québec et du Manitoba. Nous supposons que les achats d'électricité québécoise cesseront vers le début des années 90, tandis que les achats au Manitoba se poursuivront, quoiqu'à un niveau moindre. Nous avons inclus dans nos prévisions l'achat garanti de 200 mégawatts du Manitoba, à partir de 1998, dont l'annonce a été faite récemment.

Nous supposons que les quatre unités de la centrale nucléaire Darlington (3 500 mégawatts en tout) seront achevées en 1992, selon le calendrier. Après Darlington, et toujours dans le cadre des projets de développement à l'étude, nous supposons que l'Ontario adoptera une stratégie mixte d'approvisionnement en électricité:

- L'Ontario construira et agrandira plusieurs centrales hydroélectriques de petite et moyenne taille, et remettra en service certains groupes de production d'électricité thermique temporairement désaffectés, notamment les groupes 3 et 4 de la centrale de Lennox.

- Un programme de gestion de la charge et de réduction de la demande aux heures de pointe sera mis en oeuvre. Nous prévoyons que l'Ontario réduira la croissance de sa demande en prenant des mesures incitatives, surtout envers ses gros clients pour qu'ils réduisent leur consommation grâce à un accroissement du rendement à l'utilisation finale. On prévoit que ces économies atteindront 2 000 mégawatts et 12 000 gigawatts-heures vers 2005.

- L'Ontario réduira la demande aux heures de pointe en encourageant les clients à reporter une partie d'électricité qu'ils consomment vers les heures creuses, et la province offrira à cette fin, comme elle l'a annoncé récemment, des tarifs différenciés selon les heures d'utilisation à ses gros clients. Nous prévoyons que ces mesures auront pour effet de réduire la demande du réseau aux heures de pointe d'environ 1 000 mégawatts d'ici à l'an 2000.

- L'Ontario construira de nouvelles centrales nucléaires et thermiques au charbon, selon ses besoins, au début du prochain siècle. Nous supposons qu'elle munira de dispositifs de désulfuration (épurateurs) plusieurs de ses grandes centrales thermiques au charbon, ce qui permettra d'intensifier leur utilisation tout en respectant des normes beaucoup plus strictes en matière d'émission de gaz acides, récemment imposées par la province.

L'Ontario a envisagé l'achat d'importants blocs de puissance et

d'énergie garanties au Québec et au Manitoba au lieu de construire d'autres centrales. Hormis l'achat d'une petite quantité d'électricité du Manitoba, les pourparlers n'ont pas encore produit de résultats tangibles. Par conséquent, nous n'avons inclus dans nos scénarios aucun achat important de ce type au Québec ou au Manitoba. Pour une discussion des autres options, voir la section 5.6.

Tableau 5-9

Offre et demande d'électricité au Manitoba

	1986	1990		2005	
		scénario bas	scénario élevé	scénario bas	scénario élevé
puissance disponible (MW)	4349	4605	4605	6530	6618
demande de pointe intérieure	3082	3277	3312	4320	4492
demande de pointe du réseau	3182	3437	3472	5570	5742
puissance restante	1167	1168	1133	960	876
% de pointe intérieure	37	34	33	17	15
production d'énergie (GW.h)	24059	21319	21506	34607	34761
hydroélectricité	23840	21239	21338	34522	34676
charbon	95	0	88	0	0
nucléaire	0	0	0	0	0
autres	124	80	80	85	85
consommation intérieure (GW.h)	16222	17140	17327	23003	23857
transferts interprov. nets vers l'extérieur (intérieur)	859	800	800	2200	2200
exportations nettes	6978	3379	3379	9404	8704

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Manitoba

En 1986, la demande intérieure d'électricité au Manitoba était de 16,2 térawatts-heures. D'ici à 2005, cette demande devrait passer à 23 et 23,9 térawatts-heures, dans le scénario bas et le scénario élevé, respectivement, ce qui correspond à un taux de croissance annuel de la charge d'environ 2 %.

La capacité de production du Manitoba se répartit actuellement comme suit: hydroélectricité, 89 %; thermique au charbon, 9 %; et le reste est assuré principalement par le carburant diesel et le mazout léger.

En 1986, les producteurs d'électricité autres que les services publics ont produit environ 75 gigawatts-heures, la majeure partie de cette électricité provenant de centrales hydroélectriques. Cette production représente à peine les trois millièmes de la demande provinciale. Comme l'électricité produite par le service public du Manitoba ne coûte pas cher, nous ne prévoyons pas que les producteurs autres que les services publics prendront de l'importance au Manitoba pendant la période d'étude.

Nous supposons que le Manitoba utilisera ses ressources hydroélectriques abondantes et encore non exploitées afin de faire face aux charges prévues. Pour répondre uniquement à la demande provinciale, le Manitoba ne serait pas obligé de construire une grande centrale avant le milieu des années 90, bien qu'il y en ait une actuellement en construction, dont la production sera en partie exportée.

Le Manitoba a des interconnexions avec l'Ontario et la Saskatchewan, mais les transactions avec ces provinces ont été modestes en comparaison des exportations aux États-Unis. Dans le cas de la Saskatchewan, cela s'explique par l'abondance de ses ressources de lignite bon marché, et dans celui de l'Ontario, par la capacité réduite et la longueur des lignes de transport d'électricité qui relie la partie est de son réseau et le Manitoba. Ce sont les raisons pour lesquelles nous supposons que, décompte fait de la vente d'électricité garantie à l'Ontario précédemment mentionnée, les transactions avec les provinces voisines se maintiendront à des niveaux analogues à ceux des dernières années.

Saskatchewan

Nous prévoyons qu'en 2005, la demande intérieure en Saskatchewan passera à 16,8 et 19,1 térawatts-heures, dans le scénario bas et le scénario élevé, respectivement. En 1986, elle était de 12 térawatts-heures. Ces prévisions correspondent à des taux de croissance annuels d'environ 1,8 % et 2,5 %, respectivement.

La capacité de production de la province se répartit comme suit: thermique au charbon, 57 %; hydroélectricité, 29 %; gaz naturel, carburant diesel et mazout léger, 14 %. En Saskatchewan, les producteurs d'électricité autres que les services publics ont produit environ 344 gigawatts-heures en 1986, soit 3 % de la production totale de la province. Nous avons inclus une

augmentation faible et graduelle de cette production pendant la période d'étude, mais aucun nouveau gros producteur. Nous prévoyons que d'ici à 2005, les producteurs autres que les services publics fourniront 455 gigawatts-heures, soit environ 2,5 % de la production totale.

La Saskatchewan est, dans une large mesure, autosuffisante sur les plans de la puissance et de l'énergie. Elle se contente de transactions modestes avec le Manitoba à qui elle achète, en moyenne, un peu plus d'électricité qu'elle n'en vend. Quant à son commerce avec les États-Unis et l'Alberta, il est également modeste. En 1987, la Saskatchewan et l'Alberta ont terminé la construction d'une nouvelle interconnexion haute tension à courant continu, dont la capacité utilisable est d'environ 110 mégawatts. Elle fournira à la Saskatchewan l'équivalent d'une réserve de 100 mégawatts environ, et donnera aux services publics des deux provinces la possibilité de faire des échanges d'économie et d'autres types de transaction.

Comme la Saskatchewan a d'importantes ressources de charbon, nous supposons que de nouvelles centrales thermiques au charbon seront construites en fonction des besoins de la province, comme la centrale Shand I dont la construction devrait se terminer en 1992. En outre, nous avons inclus deux projets hydroélectriques dans notre plan de développement:

- l'agrandissement de la centrale Island Falls, dont la capacité, qui est actuellement de 100 mégawatts, passerait à 200 mégawatts vers la fin des années 90; et
- la construction d'une nouvelle centrale de 300 mégawatts appelée Wintego, qui selon nos prévisions, devrait entrer en service vers l'an 2000.

Tableau 5-10

Offre et demande d'électricité en Saskatchewan

	1986	1990		2005	
		scénario bas	scénario élevé	scénario bas	scénario élevé
puissance disponible (MW)	2847	2897	2897	3547	3927
demande de pointe intérieure	2129	2250	2359	2973	3386
demande de pointe du réseau	2139	2260	2369	2983	3396
puissance restante	708	637	528	564	531
% de pointe intérieure	33	28	22	19	16
production d'énergie (GW.h)	11899	12767	13384	16942	19276
hydroélectricité	3767	3776	3776	5378	5378
charbon	7728	8567	9139	10988	13236
nucléaire	0	0	0	0	0
autres	404	424	469	576	662
consommation intérieure (GW.h)	11947	12734	13351	16799	19133
transferts interprov. nets vers l'extérieur (intérieur)	(139)	(1)	(1)	(1)	(1)
exportations nettes	91	34	34	144	144

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Nous supposons que les besoins de pointe seront satisfaits grâce à une combinaison d'achats extra-provinciaux et de production d'électricité par des centrales dotées de turbines à gaz. Nous n'avons inclus aucun programme de gestion de la demande ou de gestion de la pointe en Saskatchewan.

Alberta

La demande intérieure en Alberta a été de 34,8 térawatts-heures en 1986. Nous prévoyons qu'elle atteindra 47,3 et 61 térawatts-heures en 2005, dans le scénario bas et le scénario élevé, respectivement. Ceci correspond à des taux de croissance annuels de 1,6 % et 3 %.

La capacité de production actuelle de l'Alberta se répartit comme suit: thermique au charbon, 64 %; thermique au gaz, 20 %; hydroélectricité, 10 %; mazout et autres, 6 %.

En 1986, les producteurs autres que les services publics ont produit 3,2 térawatts-heures, soit environ 9% de la production totale de la province. Cette électricité a été produite principalement par la combustion de gaz naturel et de sous-produits combustibles. Nous supposons que d'ici à 2005, les producteurs industriels et privés auront augmenté leur capacité d'environ 450 mégawatts. À ce moment, nous prévoyons que les producteurs autres que les services publics fourniront environ 7,1 térawatts-heures, soit 15 % et 12 % de la production selon les deux scénarios, respectivement.

Des projets importants d'exportation d'électricité sont réalisables, mais nous n'en avons inclus aucun dans nos prévisions de l'offre, car nous estimons que ce serait spé-

Tableau 5-11

Offre et demande d'électricité en Alberta

	1986	1990		2005	
		scénario bas	scénario élevé	scénario bas	scénario élevé
puissance disponible (MW)	7902	8739	8669	9458	11463
demande de pointe intérieure	5322	5587	6068	7774	9574
demande de pointe du réseau	5322	5587	6068	7774	9574
puissance restante	2580	3152	2601	1684	1889
% de pointe intérieure	48	56	43	22	20
production d'énergie (GW.h)	34857	35604	39078	49268	62978
hydroélectricité	1816	1636	1636	1636	1636
charbon	28362	29977	32878	39496	52519
nucléaire	0	0	0	0	0
autres	4679	3991	4564	8136	8823
consommation intérieure (GW.h)	**34800**	**35205**	**38679**	**47269**	**60979**
transferts interprov. nets vers l'extérieur (intérieur)	**60**	**400**	**400**	**2000**	**2000**
exportations nettes	**(3)**	**(1)**	**(1)**	**(1)**	**(1)**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

culatif à l'heure actuelle. Nous n'avons pas non plus tenu compte de la gestion de la demande, car rien ne semble indiquer actuellement que l'Alberta mettra en oeuvre un tel programme. Nous ne supposons pas qu'il y aura une action sur la demande de pointe pendant la période d'étude; compte tenu du facteur de charge global élevé de l'Alberta, nous voyons peu de possibilité de réduire beaucoup la charge de pointe de cette manière.

L'Alberta a d'abondantes ressources en charbon, dont l'extraction est peu coûteuse. Nous supposons donc que toutes les nouvelles grandes centrales fonctionneront au charbon, à commencer par les prochaines centrales à être construites, soit Genesee II en 1989, Sheerness II en 1990 et Genesee I en 1991. Chacune de ces centrales aura une capacité d'environ 400 mégawatts. Nous supposons que les nouveaux besoins seront desservis par des turbines à gaz, et par l'achat d'électricité de la Colombie-Britannique. Les réseaux thermiques de l'Alberta et hydroélectrique de la Colombie-Britannique ont des caractéristiques physiques et d'exploitation naturellement complémentaires. Par exemple, l'Alberta peut faire fonctionner ses centrales au charbon à pleine charge pendant les heures creuses, et vendre de l'énergie à la Colombie-Britannique, qui peut alors laisser l'eau monter dans ses réservoirs. L'énergie ainsi accumulée peut ensuite être réutilisée par l'Alberta en complément de l'électricité fournie par ses centrales thermiques au charbon, ou encore être utilisée par la Colombie-Britannique ou exportée. Nous supposons que les deux provinces coordonneront ainsi l'exploitation de leurs réseaux, qu'elles réaliseront des transactions d'économie et partageront leurs réserves. Grâce à son interconnexion avec la Colombie-Britannique, l'Alberta possède l'équivalent d'une puissance de réserve d'environ 300 mégawatts.

Colombie-Britannique

En 1986, la demande intérieure d'électricité en Colombie-Britannique était de 49,5 térawatts-heures. Nous prévoyons qu'elle atteindra 67,3 et 70,7 térawatts-heures en 2005, dans le scénario bas et le scénario élevé, respectivement. Ceci correspond à des taux de croissance annuels de 1,7 % et 1,9 %.

La capacité actuelle de production de la Colombie-Britannique se répartit comme suit : hydroélectricité, 88 %; gaz naturel, 9 %; et mazout et autres combustibles, 3 %.

En 1986, les producteurs autres que les services publics ont produit 11,2 térawatts-heures d'électricité, soit environ 22 % de la demande totale de la province. Cette électricité a été produite en grande partie par les centrales hydroélectriques des alumineries. Nous prévoyons qu'en 2005, la production d'électricité par les producteurs autres que les services publics atteindra 19 térawatts-heures, soit environ 24 % de la production totale.

La Colombie-Britannique a évalué que la production d'électricité par les producteurs autres que les services publics pourrait atteindre 2 500 gigawatts-heures de plus pour la période d'étude, dont la majeure partie proviendrait de la combustion des déchets ligneux. Cependant, nous n'avons pas tenu compte de cette possibilité dans nos prévisions, parce que la Colombie-Britannique s'attendait à ce que cette production ne soit intéressante que si le taux de croissance de la demande provinciale

était supérieur à celui que nous avons utilisé dans notre scénario élevé. La seule exception est l'addition d'une capacité de 500 mégawatts à la centrale hydroélectrique Kemano, qui appartient à un producteur d'aluminium.

La Colombie-Britannique possède d'abondantes ressources hydroélectriques non encore aménagées, mais dans son plan de développement des ressources électriques, récemment publié,[1] elle envisage d'utiliser à moyen terme différentes sources pour satisfaire ses besoins intérieurs. La Colombie-Britannique espère qu'une meilleure coordination avec la Bonneville Power Administration, dans le Nord-Ouest des États-Unis, se traduira par une utilisation plus efficace des réservoirs et augmentera la fiabilité de la production des centrales aménagées sur le fleuve Columbia. Il est prévu que cette mesure ajoutera quelque 1 300 gigawatts-heures à la production garantie de la Colombie-Britannique; une démarche similaire avec les producteurs privés d'hydroélectricité de la province, pourrait se traduire par l'addition de 260 gigawatts-heures.

C'est en 1998 qu'arrivera à terme le traité du fleuve Columbia, par lequel la Colombie-Britannique avait vendu aux services publics américains sa part des bénéfices provenant de l'aménagement conjoint du fleuve Columbia. Nous supposons que la Colombie-Britannique voudra récupérer ses droits afin de répondre à ses besoins intérieurs. Ceci pourrait ajouter environ 500 gigawatts-heures en 1999, augmentant jusqu'à 4 700 gigawatts-heures par année d'ici à 2004. De plus, comme nous l'avons mentionné précédemment, nous prévoyons que la Colombie-Britannique achètera les excédents produits par les centrales thermiques au charbon de l'Alberta.

Tableau 5-12

Offre et demande d'électricité en Colombie-Britannique

	1986	1990		2005	
		scénario bas	scénario élevé	scénario bas	scénario élevé
puissance disponible (MW)	12579	12579	12579	15381	16461
demande de pointe intérieure	7830	8103	8162	10411	10978
demande de pointe du réseau	7930	8203	8262	11411	11978
puissance restante	4649	4376	4317	3970	4483
% de pointe intérieure	59	53	52	35	37
production d'énergie (GW.h)	50861	59022	59080	65915	69418
hydroélectricité	48935	56866	56866	56867	60678
charbon	0	0	0	4205	4205
nucléaire	0	0	0	0	0
autres	1926	2156	2214	4843	4535
consommation intérieure (GW.h)	49494	51872	52210	67715	71128
transferts interprov. nets vers l'extérieur (intérieur)	(62)	(400)	(400)	(2000)	(2000)
exportations nettes	1429	7550	7270	200	290

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

La Colombie-Britannique a annoncé son intention de mettre en oeuvre un plan de gestion de la demande. Nous supposons que ce plan permettra de réduire la demande d'environ 100 gigawatts-heures en 1988, cette réduction atteignant progressivement environ 3 500 gigawatts-heures, dans le scénario élevé, et 2 600 gigawatts-heures dans le scénario bas, vers 2005. De plus, nous supposons qu'un certain report de la demande de pointe dans les heures creuses permettra de réduire jusqu'à 5 % la charge de pointe annuelle, d'ici à 2005.

La Colombie-Britannique prévoit inviter les producteurs indépendants à présenter des projets pour l'approvisionnement future en électricité, peut-être dans le but d'exploiter les réserves de charbon de la province, mais nous n'avons pas tenu compte d'un tel projet pour les besoins intérieurs de la province. Cependant, nous avons inclus un projet privé visant à construire une centrale au charbon de 600 mégawatts pour le marché de l'exportation, comme nous l'avons mentionné à la section 5.2.2.

En utilisant ses excédents actuels et en recourant à toutes ces possibilités qui s'offrent en matière d'approvisionnement en électricité, la Colombie-Britannique n'aura pas besoin de construire de grandes centrales hydroélectriques avant le début du prochain siècle. Nous supposons que la mise en valeur des ressources hydroélectriques de la Colombie-Britannique reprendra vers cette période, avec la

1. B.C. Hydro, *Twenty Year Resource Plan*, March 1988.

construction de la centrale hydroélectrique Site C de 900 mégawatts, afin de répondre aux besoins intérieurs de la province.[1]

Yukon

En 1986, la demande d'électricité au Yukon était de 344 gigawatts-heures. Nous prévoyons qu'elle atteindra 423 et 479 gigawatts-heures en 2005, dans le scénario bas et le scénario élevé, respectivement. Ceci correspond à des taux de croissance annuels de 1,1 % et 1,8 % dans les deux scénarios.

Au Yukon, environ 66 % de la capacité de production est d'origine hydroélectrique, et 34 % est fournie par les groupes Diesel. En 1986, environ 94 % de l'électricité a été fourni par des centrales hydroélectriques, essentiellement concentrées à Whitehorse. Bien qu'il semble y avoir de la place pour d'autres projets hydroélectriques ou éoliens de petite capacité, nous supposons, dans les deux scénarios, que les futures additions à la capacité dans les endroits isolés utiliseront le diesel, à l'exception d'une centrale hydroélectrique de 2 mégawatts prévue pour 1994 et qui desservira Dawson. Une partie importante de la capacité de réserve offerte par les groupes Diesel sert à assurer une sécurité d'approvisionnement suffisante pour les collectivités isolées, pendant le long hiver boréal.

Territoires du Nord-Ouest

En 1986, la demande d'électricité dans les Territoires du Nord-Ouest a été de 618 gigawatts-heures. Nous prévoyons qu'elle atteindra 847 et 906 gigawatts-heures en 2005, dans le scénario bas et le scénario élevé, respectivement, ce qui correspond à des taux de croissance annuels de 1,7 % et 2 %.

Tableau 5-13

Offre et demande d'électricité au Yukon

	1986	1990		2005	
		scénario bas	scénario élevé	scénario bas	scénario élevé
puissance disponible (MW)	122	122	122	124	124
demande de pointe intérieure	69	60	69	80	91
demande de pointe du réseau	69	60	69	80	91
puissance restante	53	62	53	44	33
% de pointe intérieure	77	103	77	55	36
production d'énergie (GW.h)	344	316	363	423	479
hydroélectricité	322	288	328	375	403
charbon	0	0	0	0	0
nucléaire	0	0	0	0	0
autres	22	28	35	48	76
consommation intérieure (GW.h)	**344**	**316**	**363**	**423**	**479**
transferts interprov. nets vers l'extérieur (intérieur)	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
exportations nettes	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Les producteurs d'électricité autres que les services publics ont produit environ 110 gigawatts-heures, soit environ 18 % de la consommation territoriale en 1986. Nous supposons qu'aucune centrale ne sera construite par des indépendants pendant la période d'étude. Nous prévoyons que la production d'électricité par les indépendants augmentera seulement à 114 gigawatts-heures d'ici à 2005, soit environ 13% de la production totale.

La capacité de production d'électricité des Territoires du Nord-Ouest est assurée à environ 77 % par des groupes Diesel, et à 23 % par des centrales hydroélectriques, mais ce sont ces dernières qui ont fourni environ 56 % de la production énergétique en 1986. Ce déséquilibre apparent s'explique ici aussi, comme au Yukon, par le fait qu'une grande partie de la production hydroélectrique se trouve concentrée aux abords de la capitale, le reste du territoire dépendant surtout des centrales au mazout. Nous supposons que toutes les nouvelles centrales seront alimentées en carburant diesel, bien que les projets hydroélectriques et éoliens de petite taille puissent jouer un certain rôle, comme au Yukon.

1. Dans notre rapport de 1986, nous avons supposé que la centrale Site C serait construite principalement pour desservir le marché de l'exportation. Nous avons modifié nos hypothèses, compte tenu de la réorientation des stratégies d'exportation de la Colombie-Britannique.

Tableau 5-14

Offre et demande d'électricité dans les Territoires du Nord-Ouest

	1986	1990		2005	
		scénario bas	scénario élevé	scénario bas	scénario élevé
puissance disponible (MW)	184	184	184	184	198
demande de pointe intérieure	120	122	125	161	172
demande de pointe du réseau	120	122	125	161	172
puissance restante	64	62	59	23	26
% de pointe intérieure	53	51	47	14	15
production d'énergie (GW.h)	618	632	652	847	906
hydroélectricité	346	307	307	307	307
charbon	0	0	0	0	0
nucléaire	0	0	0	0	0
autres	272	325	345	540	599
consommation intérieure (GW.h)	**618**	**632**	**652**	**847**	**906**
transferts interprov. nets vers l'extérieur (intérieur)	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
exportations nettes	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

5.4 Commerce extraprovincial

Exportations

Comme nous l'avons mentionné à la section 5.2, nous prévoyons que les exportations garanties prendront de l'importance au cours de la période d'étude. D'ici à 2005, les efforts commerciaux du Nouveau-Brunswick, du Québec, du Manitoba et de la Colombie-Britannique devraient se traduire par des exportations garanties d'environ 5 500 mégawatts et 31 térawatts-heures.

Les exportations interruptibles d'énergie excédentaire continueront au cours de la période d'étude, quoique à des niveaux moindres que les niveaux actuels. L'existence d'énergie excédentaire est inhérente aux réseaux de production d'électricité, qu'ils soient hydroélectriques, thermiques ou mixtes.

Dans un réseau hydroélectrique, les additions à la capacité de production dépendent du débit fiable des rivières, tandis que la production réelle dépend des débits réels des rivières, qui sont en moyenne plus élevés.

Dans un réseau thermique, la disponibilité des centrales thermiques est habituellement plus élevée que le facteur de charge du réseau. Par conséquent, ces centrales peuvent produire des excédents qui peuvent être vendus si l'acheteur et le vendeur y trouvent profit.

Les interconnexions entre les réseaux des services publics permettent à ceux-ci de coordonner l'exploitation de leurs réseaux afin d'en maximiser la rentabilité. Par exemple, une exploitation coordonnée:

- permet de réaliser des ventes d'énergie d'économie, lesquelles assurent que l'unité de production marginale la moins coûteuse soit utilisée pour répondre à chaque unité de charge supplémentaire. Les économies qui en découlent sont partagées équitablement entre les parties;

- permet le stockage d'énergie, c'est-à-dire le report dans le temps de l'utilisation d'une énergie aujourd'hui produite économiquement en l'entreposant dans les réservoirs hydroélectriques d'un service public voisin; et

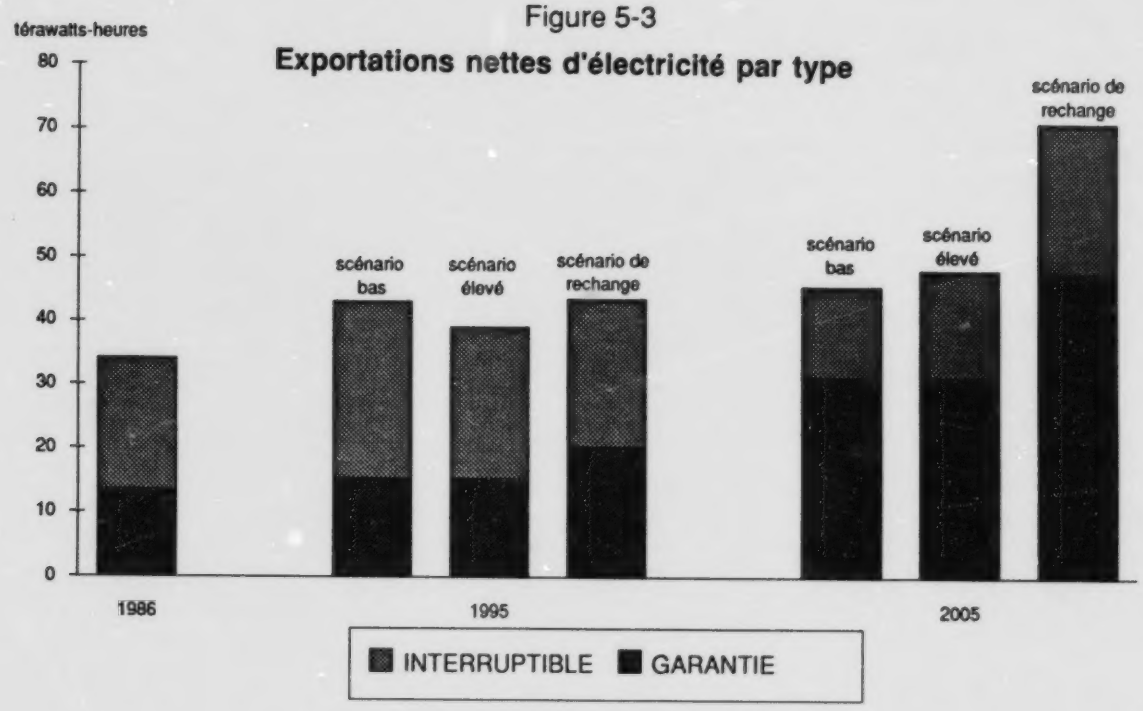
- permet de fournir un soutien d'urgence aux réseaux voisins lorsqu'il y a défaillance imprévue de leurs centrales ou une forte demande de pointe imprévue.

L'analyse du commerce de l'énergie interruptible entre le Canada et les États-Unis par le passé indique que les services publics canadiens qui produisent principalement de l'hydroélectricité, de l'électricité thermique au charbon ou du nucléaire ont des coûts de production de beaucoup inférieurs à ceux des services publics américains voisins. Par conséquent, les échanges d'énergie ont eu tendance à être orientés du Canada vers les États-Unis.

Le gros volume des exportations actuelles d'énergie interruptible est le résultat des efforts déployés par les services publics pour se débarrasser des excédents temporaires qui se sont produits lorsque la demande canadienne en électricité a augmenté à un taux inférieur à ce qui avait été prévu. D'ici au début des années 90, les excédents actuels auront été en grande partie absorbés par l'augmentation des charges au Canada. Les exportations d'énergie interruptibles, qui

Figure 5-3

Exportations nettes d'électricité par type



se chiffraient en 1986 à environ 24 térawatts-heures (71 % des exportations totales), devraient fléchir à environ 16 térawatts-heures en 2005, soit 33 % des exportations totales.

Les exportations totales nettes, qui étaient d'environ 34 térawatts-heures en 1986 et de 44 térawatts-heures en 1987, fléchiront quelque peu et puis reviendront à un niveau de 44 térawatts-heures d'ici à 1990. Ultérieurement, les exportations se maintiendront à un niveau de 45 à 48 térawatts-heures dans les deux scénarios, comme l'illustrent la figure 5-3 et le tableau 5-15.

L'électricité destinée à l'exportation continuera probablement à être produite principalement par des centrales hydroélectriques et des centrales thermiques au charbon (voir la figure 5-4).

Tableau 5-15

Exportations nettes d'électricité par province

(térawatts-heures)

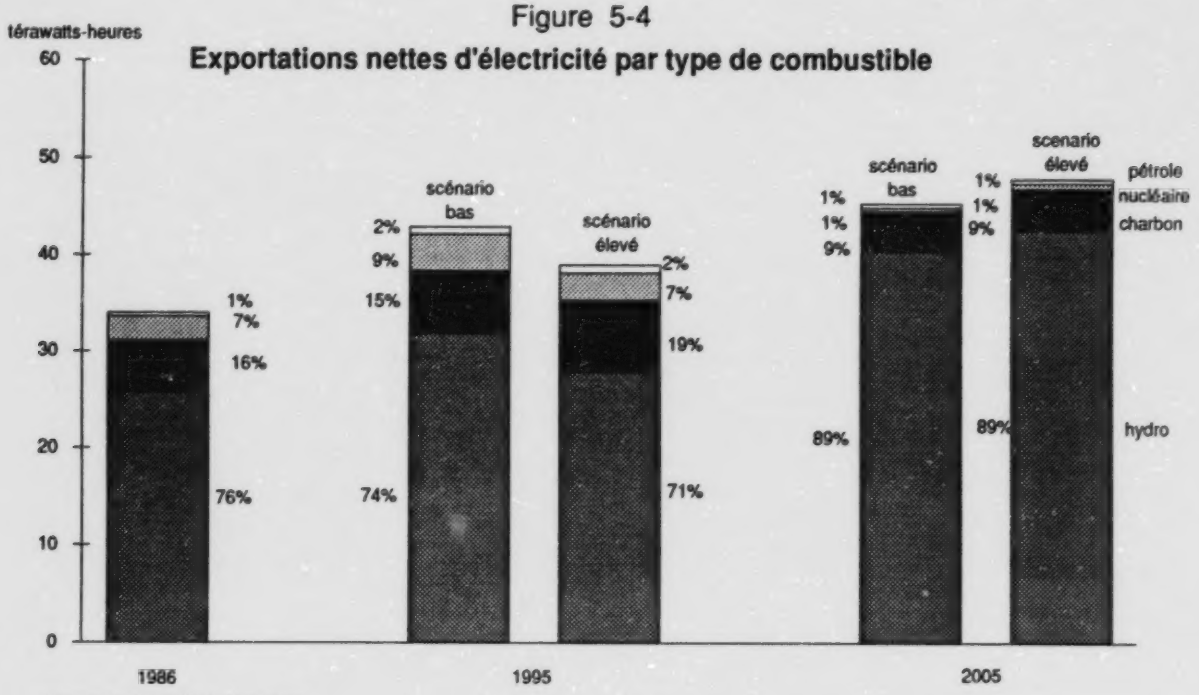
	1986	1990			2005		
		scénario bas	scénario élevé	scénario de rechange	scénario bas	scénario élevé	scénario de rechange
Nouveau-Brunswick	6,7	6,5	6,5	6,5	2,2	3,0	10,5
Québec	12,6	18,6	18,7	18,7	24,4	27,1	33,0
Ontario	6,2	8,0	8,0	8,0	1,6	1,2	1,6
Manitoba	7,0	3,4	3,4	3,4	9,4	8,7	13,0
Saskatchewan	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Alberta	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Colombie-Britannique	1,4	7,6	7,3	7,3	7,6	7,7	12,6
Total - Canada	**34,0**	**44,2**	**44,0**	**44,0**	**45,3**	**47,8**	**70,8**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Source: tableau A5-2 en annexe

Figure 5-4

Exportations nettes d'électricité par type de combustible



Source: tableau A5-6 en annexe

Nos prévisions en matière d'exportation diffèrent peu selon que l'on se réfère au scénario bas ou au scénario élevé. Cette similitude résulte des rapports complexes entre la croissance économique, les prix de l'électricité, la demande du marché et les caractéristiques de l'industrie.

La différence dans les prévisions des exportations nettes totales, dans les deux scénarios, est due à nos prévisions concernant les exportations d'énergie interruptible. Dans le scénario élevé, où la demande d'électricité au Canada s'accroît plus vite en raison d'une économie plus dynamique, nous prévoyons que les excédents existants seraient absorbés plus rapidement, ce qui en laisserait moins pour l'exportation sur une base interruptible. L'opposé est vrai dans le scénario de prix bas, car nous prévoyons que les excédents existants persisteraient jusqu'au début des années 90, ce qui se traduirait par un fléchissement plus lent des exportations d'énergie interruptible.

Commerce interprovincial

La figure 5-5 résume nos prévisions pour le commerce interprovincial d'électricité pour 1986 et 2005.

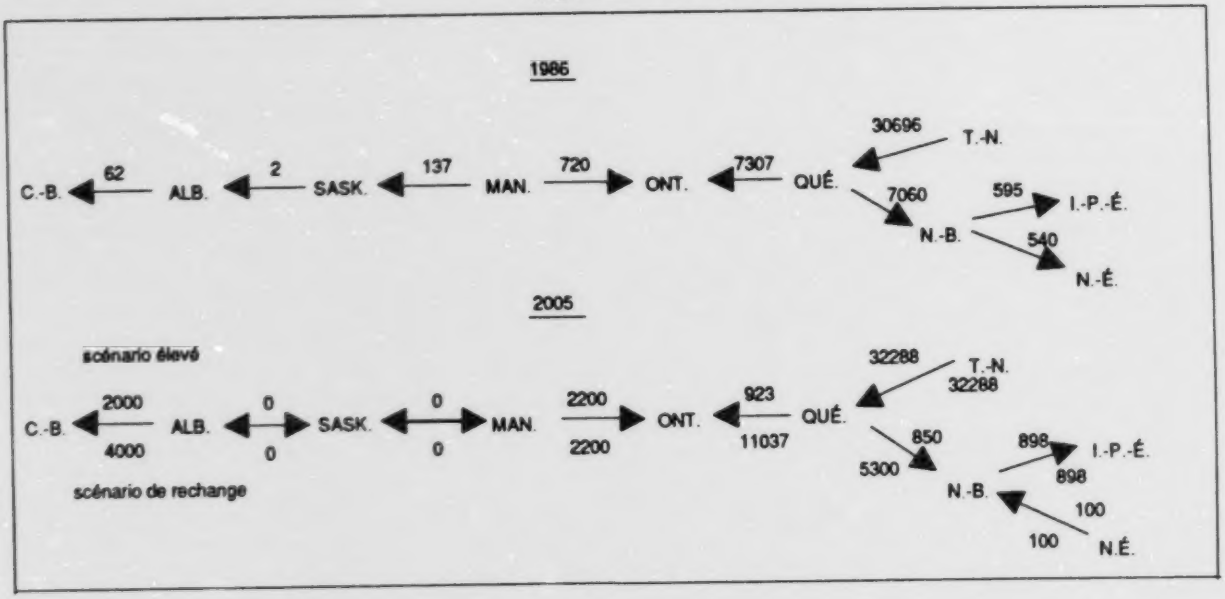
Comme nous l'avons indiqué dans la section 5.3, nous avons inclus seulement quelques transactions garanties entre les provinces:

- la vente au Québec de 4 300 mégawatts produits par la centrale de Churchill Falls au Labrador;
- des petites ventes garanties à l'Île-du-Prince-Édouard par le Nouveau-Brunswick; et
- une vente ferme de 200 mégawatts par le Manitoba à l'Ontario, vers la fin des années 90.

Les provinces comme l'Ontario et la Saskatchewan, qui dépendent des combustibles fossiles et sont voisines de provinces possédant d'importantes ressources hydroélectriques, pourraient choisir d'acheter leur énergie au lieu de construire leurs propres centrales. Toutefois, comme ces provinces ont accès à d'autres sources d'énergie relativement peu coûteuses, comme le charbon ou le nucléaire, elles représentent un marché moins intéressant que le marché de l'exportation pour les vendeurs éventuels comme le Québec ou le Manitoba.

Nous prévoyons que les ventes d'énergie interruptible entre les provinces fléchiront dans la plupart des cas, à mesure que les excé-

Figure 5-5
Commerce interprovincial net d'électricité
gigawatts-heures



dents diminueront. Il y a toutefois deux exceptions notables:

- Pour Terre-Neuve, nous supposons que la production de la centrale hydroélectrique Gull Island, au Labrador, excédentant les besoins de Terre-Neuve sera vendue au Québec selon une formule interruptible. Cela suppose que les deux provinces concluront un accord approprié au sujet des excédents énergétiques du projet de centrale Gull Island.

- Nous prévoyons qu'en Alberta, les quantités accrues d'électricité produite à partir du charbon seront vendues à la Colombie-Britannique, où elles seront utilisées soit pour répondre à la charge intérieure, soit pour l'exportation. Nous supposons que ces échanges seront de nature interruptible, bien qu'ils puissent se concrétiser sous forme de ventes garanties.

5.5 Conséquences pour la capacité additionnelle de production nationale et les besoins en ressources énergétiques

Les conséquences des analyses provinciales, faites ci-dessus, de l'évolution de la capacité de production nationale d'électricité sont résumées pour chaque scénario dans le tableau 5-16 et dans la figure 5-6. Puisque le scénario bas correspond à une croissance globale moins forte de la demande d'électricité, environ 14 gigawatts de nouvelle capacité se trouvent reportés d'ici à 2005 par rapport au scénario élevé.

Le tableau 5-17 énumère les grands projets qui assureront la majeure partie de la capacité de production additionnelle dans nos deux scénarios.

Nous prévoyons que la puissance disponible à la pointe passera d'environ 98 gigawatts en 1986 à environ 107 gigawatts en 1990.[1] D'ici à 2005, la capacité totale devrait augmenter pour atteindre environ 126 et 140 gigawatts environ, dans le scénario bas et le scénario élevé, respectivement.

Même si nous prévoyons une augmentation annuelle de la demande relativement faible, soit 2 % par année en moyenne, cette augmentation représente en termes absolus une capacité additionnelle moyenne de presque 2 gigawatts par année. Au Québec et en Ontario, les besoins augmenteront à un rythme équivalent à environ la production d'une unité de centrale nucléaire du type de Darlington (880

1. Il y a lieu de noter que cette capacité comprend les crédits de réserve dûs aux interconnexions qui peuvent être utilisés pour faire face aux charges de pointe.

Tableau 5-16

Offre et demande d'électricité au Canada

	1986	1990		2005	
		scénario bas	scénario élevé	scénario bas	scénario élevé
puissance disponible (MW)[a]	98303	107084	106387	125758	139793
demande de pointe intérieure[b]	72992	76090	78152	96842	107616
demande de pointe du réseau[c]	79176	82974	85021	107040	117814
puissance restante	19127	24110	21366	18718	21979
% de pointe intérieure	24	29	25	17	19
Capacité de production par type de combustible [d]					
hydroélectricité	56247	57792	57792	71555	79024
charbon	16866	17807	17813	19707	22274
nucléaire	9904	12986	12986	13912	16555
mazout	3620	5771	5771	5799	5969
gaz naturel	2706	2770	2723	3024	2740
autres	3484	3742	3773	4840	6310
production d'électricité (TW.h)	457	493	507	620	687
hydroélectricité	309	323	325	385	422
charbon	67	61	71	103	121
nucléaire	67	94	94	101	113
mazout	6	6	7	13	12
gaz naturel	6	6	7	12	12
autres	2	3	3	6	7
consommation intérieure (TW.h)	**423**	**449**	**463**	**575**	**640**
exportations nettes	**34**	**44**	**44**	**45**	**48**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] La puissance disponible indiquée dans le tableau comprend les achats de puissance.

[b] Ces chiffres sont la somme des demandes de pointe provinciales, qui ne sont pas nécessairement des pointes coïncidentes. Dans cette mesure, la puissance restante et le pourcentage des valeurs de pointe des réseaux peuvent être comprises comme s'appliquant à l'ensemble du pays.

[c] La demande totale de pointe des réseaux comprend la demande de pointe intérieure pour Terre-Neuve plutôt que la demande de pointe du réseau à cause des grosses ventes au Québec, car autrement il y aurait eu double compte.

[d] Il est à noter que cela ne comprend pas les achats de puissance.

mégawatts) par année, d'ici la fin de la période d'étude.

La figure 5-7 résume la répartition de la production d'électricité totale au Canada, en 1986, en fonction de la ressource utilisée, ainsi que nos prévisions pour 1995 et 2005. En 1986, l'hydroélectricité représentait environ 68 % de toute l'électricité produite au Canada, le nucléaire environ 15 % et les combustibles fossiles, principalement le charbon, les 17 % restants. Nous prévoyons que l'hydroélectricité continuera à être la principale source de production d'électricité. Cependant, dans certaines provinces, le charbon sera la principale source.

La production totale a été de 457 térawatts-heures en 1986. Nous prévoyons qu'elle atteindra 620 et 687 térawatts-heures en 2005, dans le scénario bas et le scénario élevé, respectivement.

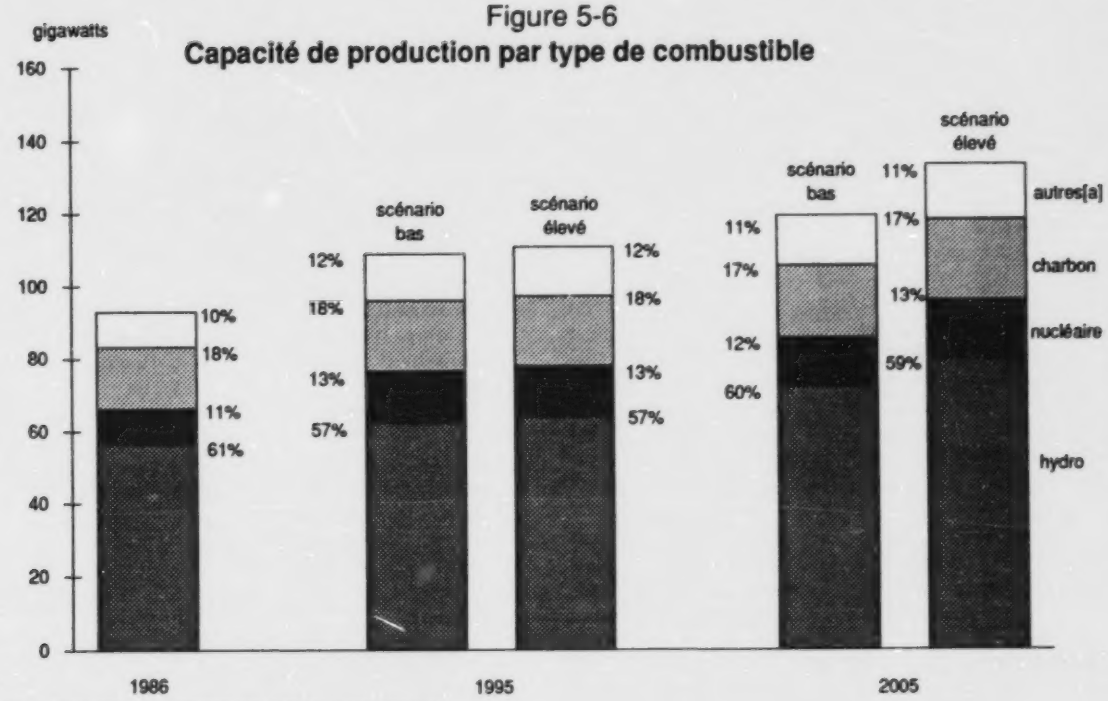
Hydroélectricité

En 1986, les centrales hydroélectriques ont produit 309 térawatts-heures, soit environ 68 % de la production totale. D'ici à 2005, on s'attend à ce que ce chiffre atteigne 385 térawatts-heures, soit environ 61 % de la production totale dans le scénario bas. Dans le scénario élevé, la production hydroélectrique devrait atteindre 423 térawatts-heures en 2005, soit environ 62 % de la production totale. Cette production est équivalente à 1 387 et 1 522 pétajoules d'énergie primaire dans le scénario bas et le scénario élevé, respectivement, si l'on utilise la méthode du rendement énergétique[1].

1. Comme aucun combustible n'entre dans la production d'hydroélectricité, il y a deux façons de calculer l'énergie primaire associée à ce type d'électricité.
   - Nous pouvons définir son énergie primaire comme étant l'énergie produite au barrage. Selon cette méthode, l'énergie primaire associée à la production d'hydroélectricité serait égale au contenu énergétique de la production de la centrale, soit 3,6 pétajoules par térawatt-heure. Nous appelons ce mode de calcul la méthode du rendement énergétique.
   - Une seconde méthode est fréquemment utilisée, en particulier lorsqu'il s'agit ce comparer l'utilisation de l'énergie dans différents pays. Cette méthode (appelée la méthode d'équivalence des combustibles fossiles) suppose que la quantité d'énergie primaire associée à l'hydroélectricité est la quantité qui serait nécessaire si l'on utilisait des combustibles fossiles. Dans cette méthode, on utilise un facteur de conversion de 10,5 pétajoules par térawatt-heure, étant donné que les méthodes de production d'électricité au moyen des combustibles fossiles ont, en moyenne, un coefficient de rendement d'environ 33 %. Avec cette seconde méthode, la quantité d'énergie primaire attribuée à l'hydroélectricité sera beaucoup plus grande que la quantité d'électricité produite. Toutefois, cette méthode ne convient pas pour le Canada. Nous disposons d'abondantes ressources hydroélectriques et nous ne remplacerons pas notre hydroélectricité par de l'électricité produite à partir des combustibles fossiles. Par conséquent, nous utilisons dans le présent rapport la méthode du rendement énergétique.

Figure 5-6

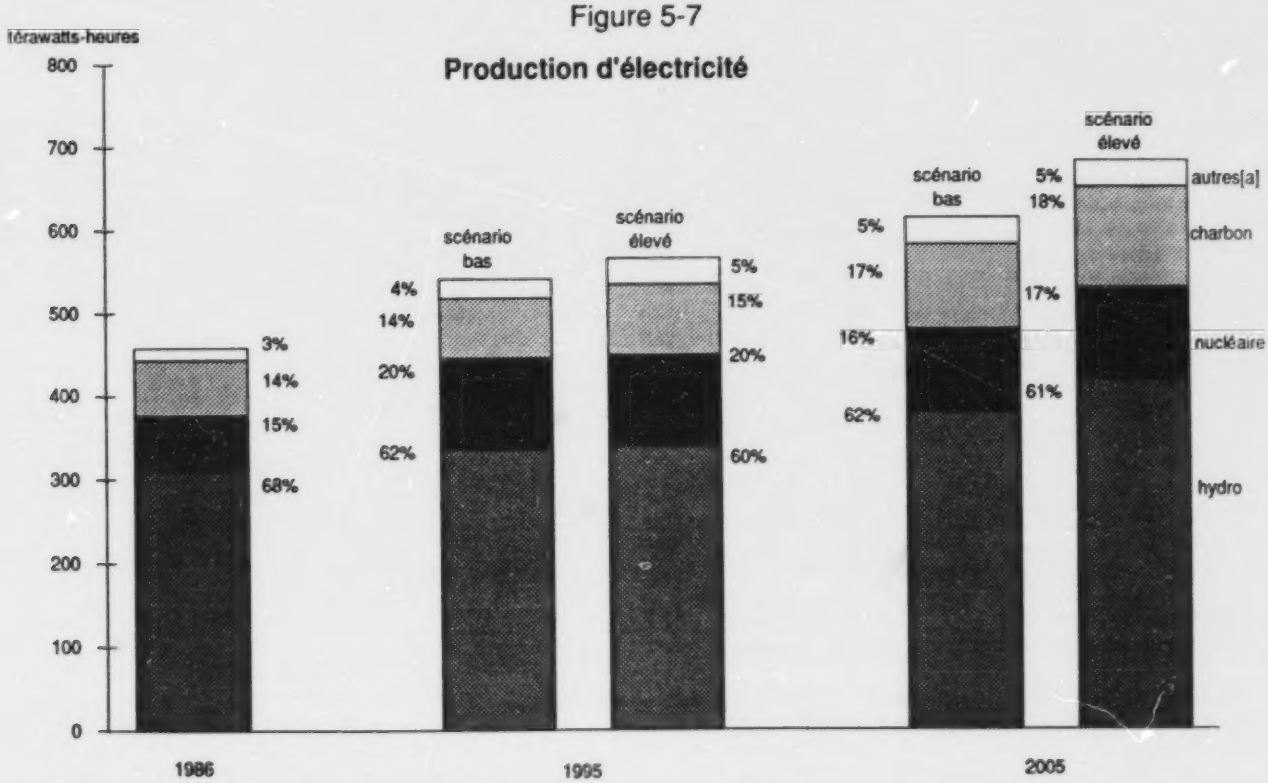
Capacité de production par type de combustible



Nota: [a] Inclus principalement le pétrole et gaz naturel.

Figure 5-7

Production d'électricité



Nota: [a] Inclus principalement le pétrole et gaz naturel.

Tableau 5-17

Dates de mise en service des grands projets

description des projets	date approximative de mise en service scénario bas	scénario élevé	scénario de rechange
TERRE-NEUVE			
classique mazout à vapeur (170 MW)	---	1991	1991
classique mazout à vapeur 1 (180 MW)	---	1993	1993
classique mazout à vapeur 2 (180 MW)	---	1993	1993
classique mazout à vapeur 3 (180 MW)	---	1994	1994
classique mazout à vapeur 4 (180 MW)	---	1996	1996
classique mazout à vapeur 5 (800 MW)	---	1997	1997
connexion au Labrador (800MW)	2004	1999	1999
Gull Island (1700MW)	---	2001-2002	2001-2002
NOUVELLE-ÉCOSSE			
Trenton 6 charbon (150 MW)	1991	1991	1991
Cape Breton 1 charbon (150 MW)	1999	1996	1996
Cape Breton 2 charbon (150 MW)	2005	1999	1999
Cape Breton 3 charbon (150 MW)	---	2003	2003
charbon-exportation (1200MW)	---	---	1996-2002
NOUVEAU-BRUNSWICK			
Coleson Cove 4 charbon (400 MW)	1993	1993	1993
Grand Lake 9 charbon (200 MW)	1994	1994	1994
charbon nouveau (200MW)	---	2003	2001
charbon nouveau (400MW)	---	---	1995
charbon nouveau (200MW)	---	---	2004
QUÉBEC			
Manic 5 PA (980 MW)	1989	1989	1989
LG2 A (1900 MW)	1993-1994	1992-1993	1992-1993
LG1 (1296 MW)	1996-1997	1994-1996	1994-1995
Laforge 1 (784 MW)	1999	1995	1995
Brisay (385 MW)	1999	1996	1996
Manic 2 & 3 PA (644 MW)	1995	1997	1996
Sainte Marguerite (822 MW)	2000	1998	1997
Manic 1 PA (191 MW)	1998	1999	1998
Grande Baleine 1 (963 MW)	2000	1999	1998
Grande Baleine 2 (963 MW)	2001	1999-2000	1998
Grande Baleine 3 (963 MW)	2002	2000	1999
Ashuapmushuan (534MW)	2005	2000-2001	1999
Laforge 2 (270 MW)	---	2001	--- [a]
Eastmain 1 (510 MW)	---	2001	---
Eastmain 2 (206 MW)	---	2002	---
Nottaway Broadback Rupert (8700 MW)	---	2002-	2000-
ONTARIO			
Darlington nucléaire 1-4 (3524 MW)	1988-1992	1988-1992	1988-1992
Smokey Falls hydro (207 MW)	1997	1994	1994
Little Jackfish hydro (129 MW)	1999	1996	1996
Niagara redévelop. hydro (540 MW)	2000	1997	1997
nucléaire nouveau 1 (881 MW)	---	2003	---
nucléaire nouveau 2 (881 MW)	---	2004	---
nucléaire nouveau 3 (881 MW)	---	2005	---

description des projets	date approximative de mise en service scénario bas	scénario élevé	scénario de rechange
MANITOBA			
Limestone (1280 MW)	1990-1992	1990-1992	1990-1992
Conawapa (1290 MW)	1999-2001	1998-2000	1996-1998
Wuskwatim (352 MW)	---	2005	2000
Manasan (249MW)	---	---	2002
First Rapids (200MW)	---	---	2005
SASKATCHEWAN			
Shand 1 (280 MW)	1992	1992	1992
Island Falls hydro (100 MW)	2000	1996	1996
Wintego (300 MW)	2002	1997	1997
charbon nouveau 1 (280 MW)	---	2000	2000
ALBERTA			
Genesee 2 charbon (406 MW)	1989	1989	1989
Sheerness 2 (383 MW)	1990	1990	1990
Genesee 1 charbon (406 MW)	1991	1991	1991
charbon nouveau 1 (375 MW)	2004	1997	1997
charbon nouveau 2 (375 MW)	---	1999	1999
charbon nouveau 3 (375 MW)	---	2000	2000
charbon nouveau 4 (375 MW)	---	2002	2002
charbon nouveau 5 (375 MW)	---	2003	2003
charbon nouveau 6 (375 MW)	---	2004	2004
COLOMBIE-BRITANNIQUE			
Mica 5 hydro (400 MW)	1995	1995	1995
Seven Mile 4 hydro (202 MW)	2005	1995	1995
Kemano redévelop. (500MW)	1996	1996	1996
charbon privé (600 MW)	1997	1997	1997
Peace Site C hydro (900 MW)	---	2002-2003	1999-2000
Keenleyside hydro (180 MW)	---	2005	2003
Murphy Creek (275MW)	---	---	2004-2005
Hat Creek charbon (500MW)	---	---	2005

Nota: [a] Dans le scénario de rechange, Nottaway Broadback Rupert est consideré plus économique à developper avant Laforge et Eastmain.

Charbon

En 1986, 67 térawatts-heures d'électricité environ ont été produits grâce au charbon, soit environ 15 % de la production d'électricité au Canada. Pour produire cette électricité, 796 pétajoules de charbon ont été consommés.

Nous prévoyons que la production des centrales au charbon diminuera au début des années 90 pour, ensuite, atteindre 103 et 121 térawatts-heures d'ici à l'an 2005, dans le scénario bas et le scénario élevé, respectivement. Dans les deux scénarios, l'apport représentera environ 17 % de la production totale d'électricité en 2005. Pour atteindre une telle production, il faudra environ 1 087 et 1 292 pétajoules de charbon en 2005, dans le scénario bas et le scénario élevé.

Uranium

En 1986, les centrales nucléaires ont produit environ 67,2 térawatts-heures, soit presque 15 % de la production totale d'électricité. Le contenu en énergie primaire de l'uranium utilisé pour produire cette électricité a été d'environ 814 pétajoules.

Nous prévoyons que la production nucléaire d'électricité atteindra environ 101 et 113 térawatts-heures en 2005, dans le scénario bas et le scénario élevé, respectivement. Dans les deux scénarios, cela représente environ 16,5 % de la production totale d'électricité en 2005, et il faudra utiliser environ 1 217 et 1 372 pétajoules d'uranium, dans le scénario bas et le scénario élevé, respectivement[1].

Pétrole

En 1986, les centrales au mazout ont fourni environ 6 térawatts-heures, soit environ 1 % du total. Il a fallu utiliser environ 60 pétajoules de pétrole pour produire cette électricité.

Nous prévoyons que la production d'électricité par les centrales thermiques au mazout atteindra 13,9 et 12,6 térawatts-heures vers 2005, dans le scénario bas et le scénario élevé, respectivement. Dans les deux scénarios, ceci correspond à environ 2 % de la production totale d'électricité en 2005. Il faudra 142 pétajoules de pétrole dans le scénario bas et 135 pétajoules dans le scénario élevé.

Gaz naturel

En 1986, le gaz naturel a permis de produire 6,3 térawatts-heures d'électricité, soit environ 1 % de la production totale d'électricité. À cette fin, il a fallu utiliser 58 pétajoules de gaz naturel.

Nous prévoyons que, dans nos deux scénarios, le gaz naturel continuera de représenter environ 1,8 % de la production totale d'électricité en 2005. À cette fin, il faudra utiliser environ 140 pétajoules de gaz naturel, dans les deux scénarios. La grande quantité de gaz consommé par unité d'électricité produite, par rapport au pétrole, est due au fait que le gaz sert principalement à alimenter des groupes de production de pointe et de réserve, lesquels ont un faible rendement énergétique.

Autres

Au cours de la période d'étude, l'électricité produite par d'autres sources représentera moins de 1 % de la production annuelle globale. Cette catégorie comprend les déchets de bois, la liqueur noire, le gaz de cokéfaction et le gaz de haut fourneau, d'autres sources comme la biomasse et les sous-produits de combustibles fossiles, l'énergie éolienne et l'énergie solaire. Ces diverses ressources seront de plus en plus utilisées au cours de la période d'étude, mais leur apport global à la production d'énergie demeurera réduit, sauf dans les régions isolées où elles pourraient jouer un rôle important.

5.6 Scénario de rechange pour l'approvisionnement en électricité

Les deux scénarios présentés dans la section 5.3 nous apparaissent les plus plausibles pour ce qui est de répondre aux besoins intérieurs en électricité et pour les ventes interprovinciales et à l'exportation. Ils reflètent en grande partie les consultations que nous avons eues avec les services publics, les associations et les gouvernements provinciaux. Toutefois, dans plusieurs cas, nous avons dû choisir parmi diverses hypothèses toutes aussi valables. C'est pourquoi nous présentons ici un scénario de rechange fondé sur la demande du scénario élevé. Dans ce scénario de rechange, nous supposons que les exportations d'électricité vers les États-Unis seront plus fortes et que le commerce interprovincial s'intensifiera. En particulier, nous apportons les modifications suivantes aux hypothèses du scénario élevé, présentées aux sections 5.2.3 et 5.3:

- Pour la Nouvelle-Écosse, nous avons ajouté le projet d'exportation du Cap-Breton. Celui-ci prévoit la construction d'une importante ligne haute tension à courant continu entre le Cap-Breton et un endroit situé près

1. Le contenu énergétique de l'électricité nucléaire est converti en pétajoules au moyen d'un facteur de 12,1 PJ/TW.h.

de Boston, au Massachusetts, d'ici à 1997, ainsi que la construction d'une centrale thermique au charbon de 1 200 mégawatts, en tranches de 300 mégawatts, projet qui débuterait également en 1997.

- Pour le Nouveau-Brunswick, nous avons modifié notre hypothèse au sujet des exportations actuelles de 230 mégawatts par la centrale nucléaire Pointe-Lepreau I, de sorte qu'au lieu de se terminer en 1994, ces exportations seraient renégociées et prolongées jusqu'en 2005. En outre, nous supposons qu'en plus de la première centrale thermique au charbon de 400 mégawatts, dont la moitié de la capacité est destinée à l'exportation à partir de 1993, on construira une autre centrale identique deux ans plus tard, dont la moitié de la capacité serait également vouée à l'exportation. Nous avons également inclus un achat garanti à long terme de 300 mégawatts provenant du Québec pour exportation vers les États-Unis, à partir de 1995 et jusqu'en 2005. Un tel volume d'exportation nécessite la construction d'une deuxième grande interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre à la fin des années 90. Vers la fin de la période d'étude, les exportations garanties du Nouveau-Brunswick totaliseraient environ 930 mégawatts.

- Pour le Québec, nous supposons des exportations garanties additionnelles de 1 000 mégawatts, en plus des 3 100 mégawatts déjà inclus dans le scénario élevé. De plus, nous prévoyons que le Québec vendrait 2 000 mégawatts, selon une formule garantie, à l'Ontario en 1998, et 300 mégawatts au Nouveau-Brunswick. Le Québec accélérerait son programme de construction afin de pouvoir fournir cette demande extraprovinciale. Dans ce scénario, le Québec aurait mis en valeur la plupart de ses ressources les plus économiques d'ici la fin de la période d'étude.

- Pour l'Ontario, nous supposons que l'achat au Québec de 2 000 mégawatts d'électricité réduirait la nécessité de construire de nouvelles centrales au début du prochain siècle, ce qui se traduirait par le report des nouvelles centrales nucléaires d'environ trois ans.

- Au Manitoba, nous supposons que des exportations de 500 mégawatts vers des groupes de services publics aux États-Unis débuteraient en 1995, et qu'une seconde tranche d'exportations garanties de 500 mégawatts débuterait en l'an 2000. Ainsi, les exportations garanties totales du Manitoba seraient d'environ 1 500 mégawatts vers l'an 2000.

- Pour l'Alberta, nous incluons une vente additionnelle de 2 000 gigawatts-heures d'énergie interruptible par année à la Colombie-Britannique. Les ventes totales de l'Alberta seraient donc de 4 000 gigawatts-heures par année au début des années 90.

- Pour la Colombie-Britannique, nous supposons que la centrale hydroélectrique Site C de 900 mégawatts serait construite vers l'an 2000, et que toute sa production serait destinée à l'exportation. De plus, nous prévoyons un accroissement des exportations d'énergie interruptible, à la suite des achats accrus d'électricité albertaine, décrits ci-dessus.

Ces nouvelles hypothèses tiennent compte de projets qui sont activement étudiés par les provinces, ou encore qui sont conformes à leurs stratégies commerciales. Ces hypothèses forment un scénario plausible quoique, à notre avis, moins probable. Le tableau 5-17 indique l'effet de ces hypothèses sur les plans de développement de chaque province visée. Le tableau 5-15 indique les exportations prévues pour chaque province, par rapport à celles découlant du scénario élevé, et la figure 5-3 illustre l'effet de ces hypothèses sur les exportations totales. Enfin, la figure 5-5 illustre les conséquences de ces nouvelles hypothèses sur le commerce interprovincial.

Voici les incidences du scénario de rechange par rapport au scénario élevé, vers 2005:

- Les exportations nettes seront d'environ 50 % plus élevées (soit une augmentation d'environ 48 à 71 térawatts-heures).

- Cette augmentation des exportations nettes sera principalement partagée entre le Nouveau-Brunswick, le Québec, le Manitoba et la Colombie-Britannique, le Nouveau-Brunswick obtenant 7,5 térawatts-heures d'augmentation, et les autres provinces de 4 à 6 térawatts-heures chacune.

- Le commerce interprovincial, exclusion faite de la production de Churchill Falls destinée au Québec, fera plus que tripler, passant de 6 971 GW.h à 23 535 GW.h, la plupart de ce commerce se faisant du Québec vers l'Ontario et le Nouveau-Brunswick. Par rapport à la production totale d'électricité, la part du commerce interprovincial passe d'environ 1 % à 3,5 %.

5.7 Observations finales

Notre analyse nous pousse à conclure qu'il y aura amplement de ressources énergétiques de base pour satisfaire la production d'électricité au cours de la période d'étude, même si les prix de l'électricité n'augmentent qu'au rythme de l'inflation. Toutefois, les besoins en nouvelles installations nécessiteront la mise en place d'un vaste programme de construction, malgré notre prévision d'un taux de croissance de la demande relativement faible.

Dans certaines provinces (Québec, Nouveau-Brunswick, Manitoba, Colombie-Britannique), nous prévoyons que des contrats d'exportations garanties seront signés, ce qui forcera le devancement des programmes de construction de centrales ou la mise en place de projets dont la production sera vouée à l'exportation.

Dans d'autres provinces, en particulier l'Ontario, le problème sera d'harmoniser un taux de croissance de la demande relativement élevé avec la protection de l'environnement, tout en tenant compte des longs délais de construction des nouveaux projets. Ces provinces pourront en partie régler ce problème en faisant davantage appel à la gestion de la demande, afin de satisfaire celle-ci jusqu'à ce que les nouvelles installations soient mises en service.

Il existe de fortes possibilités de commerce interprovincial entre les provinces adjacentes, dans l'ouest comme dans l'est du pays, et ce commerce, qui demande à être développé, profitera aux parties intéressées. Ces possibilités, jointes à la contribution éventuelle des producteurs autres que les services publics, élargissent la gamme des modes d'approvisionnement vers lesquels les services publics peuvent se tourner. Nos trois scénarios (bas, élevé et de rechange) illustrent bien cet éventail de possibilités.

Chapitre 6

Gaz naturel

La première section du présent chapitre est consacrée aux ressources de gaz naturel; nous y présentons nos estimations des réserves établies. Puis, nous expliquons nos estimations des additions aux réserves pour le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et nous exposons la méthodologie utilisée pour estimer les coûts de l'offre en ce qui concerne ces réserves. Nous prévoyons ensuite la capacité de production de toutes les sources qui doivent contribuer en principe à l'offre pendant la période des prévisions. Après cela, nous nous penchons sur les exportations et nous comparons les profils de l'offre et de la demande, en tenant compte de la demande intérieure et de la demande d'exportations. Le chapitre se termine par un examen des incidences de nos prévisions.

6.1 Ressources

Le capital-ressources de gaz naturel comprend toutes les sources de gaz naturel, y compris les sources non traditionnelles, telles que les gisements à faible coefficient de perméabilité, les gisements de charbon et la gazéification du charbon.[1]

L'approvisionnement actuel en gaz naturel du Canada provient principalement des ressources susceptibles d'être mises en valeur au moyen de méthodes traditionnelles, principalement dans l'Ouest canadien. Au fil des années, à mesure que la production baissera, la nation deviendra de plus en plus dépendante de ressources plus coûteuses, provenant tant des régions productrices traditionnelles que des régions pionnières et, ultérieurement, les ressources non traditionnelles seront d'un certain apport.

Nous introduisons deux expressions dans le présent rapport : "ressources techniquement récupérables", c'est-à-dire les ressources qui sont récupérables à l'aide de la technologie courante, mais qui ne sont pas forcément économiquement récupérables, et les "ressources économiquement récupérables", qui sont celles que l'on estime être à la fois techniquement et économiquement récupérables. Toute estimation de la taille d'une ressource économiquement récupérable sera fonction d'un prix particulier. L'utilisation de ces classifications nous permet d'affiner notre démarche d'évaluation de l'offre canadienne d'hydrocarbures.

6.1.1 Ressources techniquement récupérables

On a utilisé différentes démarches pour estimer les quantités de gaz naturel qui peuvent s'avérer techniquement récupérables à une date ultérieure. Ces estimations varient considérablement dans le temps, à mesure que l'on met au point de nouvelles techniques et que l'on connaît mieux la géologie. Dans le présent rapport, nous utilisons les estimations des ressources de la Commission géologique du Canada (CGC), compilées en 1983 [2], qui se fondent sur une évaluation des résultats des différentes activités d'exploration. Cette évaluation fait appel aussi bien aux données objectives qu'aux avis éclairés des géologues. Les estimations ne retiennent aucune hypothèse relative aux prix.

Nous n'avons pas utilisé la notion de ressources techniquement récupérables dans nos études précédentes. Nous avons utilisé plutôt comme notre capital-ressources le "potentiel ultime", qui, par définition, est influencé par les conditions économiques, notamment par le prix. Nous avons déterminé le potentiel ultime en extrapolant la tendance historique observée pour les additions aux réserves. Cette démarche ne nous semble plus appropriée, car elle ne permet pas de procéder à des estimations des potentiels en retenant plusieurs prix. Nous exposons à la sous-section 6.3 notre méthode de calcul actuelle du "potentiel ultime", ou "potentiel économique ultime", comme on pourrait le désigner de façon plus explicite.

1. Le présent rapport n'étudie pas le gaz tiré du charbon, car il est improbable que celui-ci contribue à l'offre durant la période des prévisions.
2. R.M. Procter, G.C. Taylor et J.A. Wade, *Ressources en pétrole et gaz naturel 1983*, document 83-31 de la Commission géologique du Canada.

L'Ouest canadien

Les estimations de la CGC en ce qui concerne les ressources techniquement récupérables[1] non encore découvertes du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) vont de 60 exajoules, estimation très prudente, à 190 exajoules approximativement, estimation conjecturale. L'"estimation moyenne" de la Commission, ou valeur moyenne, est de 95 exajoules. En ajoutant à ces estimations des quantités non encore découvertes, les quantités déjà découvertes à la date de ces estimations et qui se chiffrent à 130 exajoules, nous obtenons les estimations des ressources *ultimes* techniquement récupérables. Les prévisions de l'offre que nous avons établies pour le présent rapport se fondent sur la valeur ultime correspondant à l'estimation moyenne, soit 225 exajoules. Il existe une probabilité raisonnable que les ressources techniquement récupérables atteindront au moins ce niveau, mais cela n'est pas certain.

Western Gas Marketing Limited (WGML) nous a fourni, aux fins de la présente mise à jour, une étude qui révèle que les ressources ultimes techniquement récupérables dans l'Ouest canadien pourraient dépasser 300 exajoules. Elle a utilisé, pour arriver à cette estimation, une approche statistique fondée sur une ventilation régionale.

Le tableau 6-1 met en regard les estimations respectives de la CGC et de WGML. L'ampleur de l'écart met en lumière le degré élevé d'incertitude que comporte l'évaluation du potentiel de ressources. Il est évident que les prévisions de l'offre dépendent étroitement des hypothèses faites au sujet de la taille et d'autres caractéristiques des ressources à partir desquelles on obtient cette offre.

Tableau 6-1

Ressources ultimes techniquement récupérables bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada

(exajoules)

Commission géologique du Canada (1983) [a]	
estimation très prudente	190
estimation moyenne	225
estimation conjecturale	320
Western Gas Marketing (1987)	319 [b]

Nota: [a] Estimations fondées sur les données relatives aux ressources non encore découvertes publiées par la Commission géologique du Canada.
[b] Alberta, nord-est de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan.

La CGC n'a pas intégré dans ses estimations des ressources une partie quelconque des ressources de gaz non traditionnelles contenues dans des gisements à très faible perméabilité (dits "étanches") du centre-ouest de l'Alberta et dans le secteur adjacent du nord-est de la Colombie-Britannique. La méthodologie employée par WGML donne à penser que son estimation inclut peut-être du gaz appartenant à cette catégorie. À l'avenir, cette ressource sera peut-être d'un apport substantiel à l'offre de gaz de l'Ouest canadien, mais, faute d'antécédents en matière de production, nous ne croyons pas disposer de suffisamment d'informations pour pouvoir estimer la partie des ressources techniquement récupérables. Aussi, si du gaz provenant de cette source devient disponible pendant la période des prévisions, nos prévisions relatives à l'offre seront sous-évaluées.

Régions pionnières

On dispose de beaucoup moins d'informations au sujet des ressources en gaz de ces régions qu'à propos des ressources du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. On n'a découvert jusqu'à présent qu'une partie relativement faible des ressources que l'on croit exister, et il n'y a pas d'antécédents de production.

Selon les données de 1983 de la CGC, les ressources ultimes techniquement récupérables des régions pionnières varient de 135 exajoules environ, estimation très prudente, à 500 exajoules, estimation conjecturale. La valeur de l'estimation moyenne de la Commission est d'environ 290 exajoules.

1. La CGC utilise l'expression équivalente de "potentiel de ressources non encore découvertes".

Tableau 6-2

Ressources techniquement récupérables de gaz naturel régions pionnières

(exajoules)

	(au 31 décembre 1987) découvertes	non découvertes
côte ouest	0	10
partie continentale des Territoires	1	12
delta du Mackenzie et mer de Beaufort	11	80
archipel Arctique et partie est de l'Arctique	16	118
baie d'Hudson	0	3
Grands Bancs et mer du Labrador	5	48
zone au large de la Nouvelle-Écosse	6	25
total	39	296

Source: Rapport annuel, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, 1987.

Tableau 6-3

Ressources ultimes techniquement récupérables régions pionnières

(exajoules)

Commission géologique du Canada (1983) [a]	
estimation très prudente	135
estimation moyenne	290
estimation conjecturale	500
Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (1987)	335

Nota: [a] Les estimations de la Commission géologique du Canada n'incluent pas la partie continentale des Territoires.

L'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC) a publié des estimations des ressources techniquement récupérables, découvertes et non découvertes, des régions pionnières. Ces estimations figurent dans le tableau 6-2. Le total de ces deux catégories de ressources, qui se chiffrent à 335 exajoules, constitue une estimation des ressources ultimes techniquement récupérables. Le tableau 6-3 met en regard cette estimation avec les estimations correspondantes de la CGC.

En 1988, l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers a publié ses estimations en ce qui concerne les ressources découvertes de la région nord-est des Grands Bancs. Ces estimations se chiffrent approximativement à 4 exajoules.

6.1.2 Ressources économiquement récupérables

Nous appelons ressources économiquement récupérables la partie des ressources techniquement récupérables dont la production est jugée rentable compte tenu de conditions économiques définies.

Notre estimation des ressources ultimes économiquement récupérables du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien est approximativement de 205 exajoules pour les deux scénarios. La sous-section 6.3 présente la méthode de calcul de cette estimation.

6.2 Réserves établies restantes

Nous appelons "réserves établies" la partie des réserves économiquement récupérables qui a été découverte. Nous appelons "réserves établies restantes" les réserves

établies non encore mises en valeur.

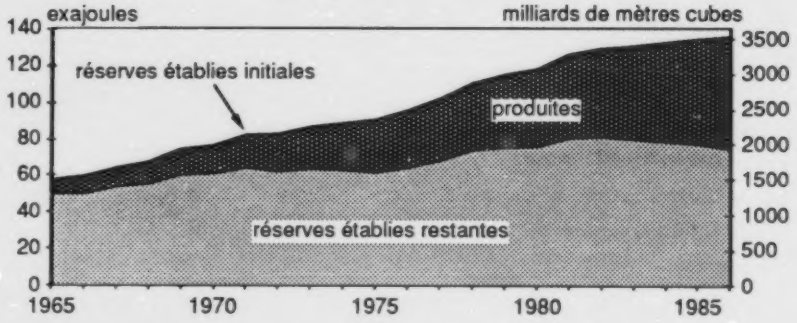
Selon nos estimations, les réserves établies restantes du Canada en ce qui concerne le gaz naturel commercialisable, au 31 décembre 1986, se chiffraient à 92,9 exajoules, dont 75,3 exajoules se trouvent dans les zones productrices traditionnelles et 17,6 exajoules dans le delta du Mackenzie et l'archipel Arctique. Nous n'avons pas encore rangé les ressources découvertes au large de la côte est sous la rubrique des réserves établies, en raison principalement de l'incertitude qui entoure leur viabilité économique.

Cette estimation des réserves restantes, qui est de 3,3 exajoules, est inférieure à l'estimation établie pour la fin de l'année 1984 et publiée dans notre rapport d'octobre 1986. Les réserves ont baissé tant en 1985 qu'en 1986, parce que les additions aux réserves dans les régions traditionnelles ont été insuffisantes pour remplacer les réserves mises en valeur. Les additions ont été respectivement de 1,9 exajoule et de 1,3 exajoule; la production s'est élevée à 3 exajoules approximativement, pour chacune de deux années. Le tableau 6-4 présente la ventilation des changements survenus aux réserves restantes pour les années 1982 à 1986, et le tableau 6-5 montre la répartition régionale des estimations des réserves restantes en fin d'année 1985 et 1986.

Notre estimation préliminaire pour la fin de l'année 1987, qui se chiffre à 89,9 exajoules, permet de constater une nouvelle baisse de quelque 3 exajoules des réserves établies restantes. Pour la cinquième année consécutive, les réserves restantes ont diminué par suite de baisses enregistrées dans les régions traditionnelles. La figure 6-1 retrace l'évolution, depuis 1965, des réserves établies initiales (préproduction) et restantes de gaz naturel commercialisable dans les régions traditionnelles.

Figure 6-1

Réserves établies de gaz naturel commercialisable régions traditionnelles



Source: tableau A6-1 en annexe

Tableau 6-4

Réserves établies restantes de gaz naturel commercialisable dans les régions traditionnelles

(exajoules)

	réserves restantes au début de l'année	additions			production	réserves restantes à la fin de l'année
		découvertes	révisions et extensions	total		
1982	80,8	0,7	2,8	3,5	2,8	81,5
1983	81,5	0,7	0,7	1,4	2,7	80,0
1984	80,0	0,4	1,1	1,5	2,9	78,6
1985	78,6	0,6	1,3	1,9	3,2	77,3
1986	77,3	0,5	0,8	1,3	3,1	75,3

Nota: Les chiffres peuvent ne pas balancer à cause des redressements apportés à la production cumulative.

Dans notre rapport de 1986, nous avons attiré l'attention sur la possibilité d'une surévaluation des réserves que nous attribuions aux gisements de l'Alberta dotés de réserves initiales de 10 pétajoules ou moins. Il y a approximativement 19 000 petits gisements dans la province, auxquels nous attribuons des réserves établies de 27 exajoules environ. La réserve moyenne de ces gisements est d'environ 1,5 pétajoule.

Comme nous prévoyons que les gisements de 10 pétajoules ou moins seront d'un apport important à l'offre future, nous avons décidé qu'il valait la peine de mener un examen critique des caractéristiques de l'ensemble actuel de ces gisements. Dans une première

étape, nous avons étudié les données de production de la plupart des quelque 5 500 gisements qui sont en production ou l'ont été à un certain moment. Nos études nous ont permis de conclure que leurs réserves avaient été surévaluées de 2,8 exajoules, soit 25 % approximativement, et nous avons réduit en conséquence nos estimations relatives à ces gisements. Une partie de cette réduction se reflète dans les valeurs relativement faibles des révisions et extensions aux réserves pour 1986, qui figurent dans le tableau 6-4.

Nous n'avons apporté jusqu'à présent aucune modification aux réserves des petits gisements de l'Alberta - leur nombre dépasse 13 000 - qui n'ont pas encore été mis en production. La plupart d'entre eux sont pourvus de puits individuels, et il a été nécessaire de leur attribuer des facteurs arbitraires de superficie afin d'en estimer les réserves. Il est probable que l'on a surévalué les réserves du segment qui n'est pas exploité, car, comme on l'avait constaté, la surestimation initiale des réserves des gisements en exploitation avait été causée en partie par l'utilisation de facteurs de superficie excessifs.

6.3 Additions aux réserves - Régions traditionnelles

Sur un marché compétitif, le prix du gaz naturel variera de façon à maintenir l'équilibre de l'offre et de la demande. La principale source des nouveaux approvisionnements en gaz naturel nécessaires au maintien de cet équilibre pendant la période des prévisions se trouve dans les régions productrices traditionnelles de l'Ouest canadien. Notre estimation des additions annuelles aux réserves provenant de

Tableau 6-5

Réserves établies restantes de gaz naturel commercialisable

au 31 décembre

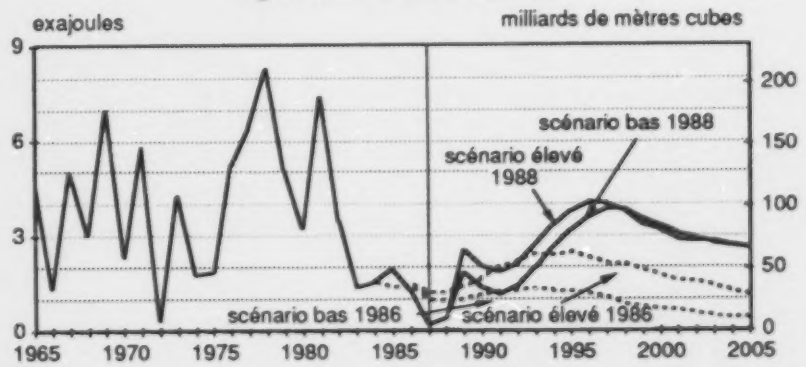
(exajoules)

	1985	1986
Colombie-Britannique	8,9	8,8
Alberta	65,6	63,9
Saskatchewan	2,0	1,9
partie sud des Territoires	0,4	0,3
Ontario et autres régions productrices de l'Est	0,5	0,4
total-régions traditionnelles	**77,3**	**75,3**
mer de Beaufort/delta du Mackenzie	5,6	5,6
archipel Arctique	12,0	12,0
total pour le Canada	**94,9**	**92,9**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Figure 6-2

Additions aux réserves de gaz naturel commercialisable régions traditionnelles



Source: tableau A6-2 en annexe

cette source se fonde sur l'hypothèse suivante : à partir du moment où sera résorbé l'excédent actuel de la productibilité, les additions aux réserves se feront à un rythme permettant de maintenir un équilibre approximatif entre la capacité de production et la demande. Les prix au départ du gisement après traitement sont supposés varier d'une période à l'autre de telle sorte que puissent être couverts les coûts des producteurs et les redevances dues aux propriétaires des ressources. Comme il a déjà été mentionné, les réactions réciproques continuelles de l'offre et de la demande engendrent des prix qui permettent à la fois de satisfaire à la demande correspondante et de produire l'offre nécessaire. Nous nous assurons également que l'industrie peut atteindre les niveaux annuels de forage exploratoire nécessaires pour produire les additions requises aux réserves.

Nous comparons dans la figure 6-2 les estimations des additions annuelles aux réserves de gaz naturel nécessaires pour maintenir l'équilibre de l'offre et de la demande dans les deux scénarios, avec les estimations figurant dans notre rapport d'octobre 1986. Les additions annuelles nettes aux réserves ont été pratiquement nulles en 1986, 1987 et 1988, car les découvertes faites ces années-là ont été compensées par des révisions à la baisse des réserves des petits gisements. Selon nos prévisions, les additions annuelles aux réserves après 1992 seront considérablement plus importantes que dans les prévisions de notre rapport d'octobre 1986. Au cours de la période des prévisions, elles seront en moyenne de 2,4 exajoules dans le scénario bas et de 2,7 exajoules dans le scénario élevé. Mentionnons, à titre de comparaison, que durant la période de 1980 à 1986, la moyenne des additions réelles aux réserves était de 2,9 exajoules par an (tableau A6-2 en annexe).

Nous prévoyons que le total des additions aux réserves de gaz naturel des régions traditionnelles sera, durant la période des prévisions, de 46 exajoules dans le scénario bas et de 51 exajoules dans le scénario élevé (tableau A6-3 en annexe). On peut rapprocher ces chiffres des totaux de 17 et de 34 exajoules, respectivement, figurant dans notre rapport d'octobre 1986 et concernant la même période.

Pour inciter les producteurs et les propriétaires de ressources à offrir de nouveaux approvisionnements en gaz naturel, il faut que le prix perçu par le producteur couvre le coût total de production de ces nouveaux approvisionnements. Ce coût total est appelé coût de remplacement ou coût de l'offre marginale; il représente la somme du coût direct marginal et du coût d'utilisation, déduction faite de la valeur tirée des sous-produits (liquides de gaz naturel et soufre).

Le coût direct marginal est le coût, par gigajoule de gaz naturel, associé aux additions aux réserves pour une année quelconque. Il comprend les coûts des forages exploratoires et de développement, de l'évaluation géologique et géophysique, de l'équipement en place, y compris les usines de traitement du gaz au champ et la production. On détermine le coût de la totalité du capital utilisé en supposant un taux de rendement réel avant impôt de 10 % et de 15 %, dans le scénario bas et le scénario élevé, respectivement. Comme mentionné à la section 3.1, nous prévoyons que, dans la conjoncture économique envisagée dans le scénario bas, on serait prêt à accepter des taux de rendement du capital plus bas que les taux qui seraient exigés dans le scénario élevé.

Le tableau 6-6 présente les coûts de base ayant servi à l'établissement de notre estimation des coûts directs marginaux futurs. Ces coûts se fondent sur des données historiques. Nous supposons, dans le

Tableau 6-6

Coûts unitaires du gaz naturel

	scénario bas	scénario élevé
forage exploratoire ($ CAN /m)	350,00	450,00
forage de développement ($ CAN /m)	200,00	260,00
équipement en place (1000 $ CAN/puits)	200,00	250,00
usines de traitement du gaz ($ CAN /GJ)	0,10	0,11
coûts fixes par année (1000 $ CAN/puits)	25,70	28,50
coût variable ($ CAN /GJ)	0,20	0,22

Nota: On suppose que les coûts des études géologiques et géophysiques représentent, dans l'un et l'autre des deux scénarios, 20% des coûts des forages exploratoires et de développement.

scénario bas, que l'industrie relèvera le défi que lui posent des prix plus faibles du pétrole, en réduisant ses coûts grâce à des innovations technologiques et à d'autres mesures de diminution des frais. Nous nous sommes fondés sur les données relatives aux coûts réels de 1986, année marquée par des prix bas du pétrole, pour calculer des coûts qui soient représentatifs du scénario considéré. Dans le scénario élevé, nous avons utilisé des données relatives aux coûts réels enregistrés pendant les années antérieures qui se caractérisaient par des prix plus élevés du pétrole.

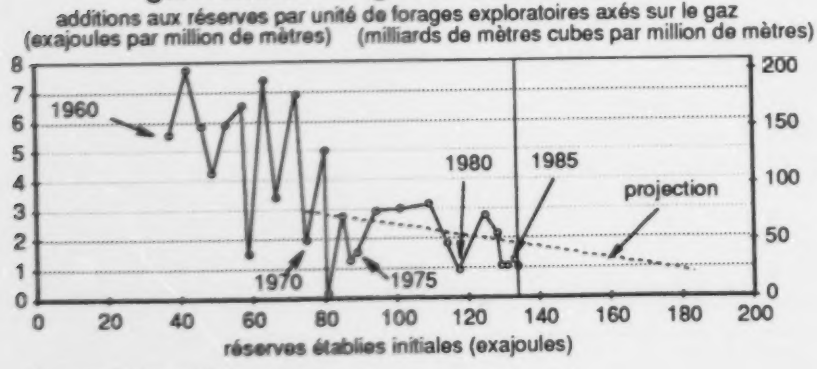
Les additions aux réserves de gaz naturel, par mètre de forage exploratoire, n'ont cessé de diminuer et nous prévoyons la poursuite de cette baisse, car les perspectives de nouvelles découvertes s'amenuisent. Il en résulte que les coûts directs marginaux par unité de réserves découvertes augmentent, dans le temps, parallèlement avec les additions cumulatives aux réserves. La figure 6-3 illustre la baisse des additions aux réserves de gaz naturel par unité de forage exploratoire axé sur le gaz dans les régions traditionnelles servant de base à notre estimation des coûts directs marginaux. Comme on peut le constater, nous supposons un taux de baisse linéaire qui fera passer les additions, de leurs niveaux actuels, au niveau zéro au moment où les réserves atteindront 225 exajoules, ce qui représente la prévision moyenne de la CGC en ce qui concerne le potentiel technique ultime de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Les données historiques montrent que le volume des réserves raccordées par puits de développement a baissé également, et nous supposons que cette tendance se poursuivra, ce qui entraînera un accroissement des coûts de développement pendant la période des prévisions.

Les sous-produits du traitement du gaz naturel dans les usines de traitement du gaz au champ sont les liquides du gaz naturel et le soufre. Il est évident que les revenus engendrés par ces produits réduisent les coûts de production du gaz naturel; par conséquent, nous les imputons à l'estimation *des coûts directs nets marginaux*. Pour déterminer ces derniers, nous supposons que les prix futurs du propane, des butanes et des pentanes plus resteront, par rapport au prix du pétrole brut, dans la même proportion que l'on avait observée durant la période de 1970 à 1986. Le prix de l'éthane est déterminé actuellement en majorant le prix du gaz naturel du coût lié à l'extraction. Nous supposons, aux fins de ce calcul, que ce mécanisme de détermination des prix sera maintenu tout au cours de la période des prévisions. En ce qui concerne le soufre, nous supposons que les prix resteront constants en termes réels à 80 $ CAN la tonne, ce qui reflète la valeur actuelle. Le tableau A6-4 en annexe présente, pour l'un et l'autre des deux scénarios, l'estimation des coûts directs marginaux nets associés aux augmentations des additions aux réserves qui résultent de ces estimations.

Pour déterminer les *frais d'utilisation* (définis à la section 3.1), nous calculons la valeur nette actualisée des augmentations futures de coût résultant d'une unité supplémentaire de production au cours d'une année quelconque. Pour effectuer ce calcul, nous commençons avec une série de référence de coûts directs marginaux nets croissants par gigajoule comme nous le montrons à la figure 6-4 pour le scénario bas et le scénario élevé, respectivement. Puis, nous augmentons la production de gaz, pour l'année choisie, d'une unité (car le coût d'utilisation est supposé refléter une compensation appropriée tenant compte du fait qu'on produit actuellement du gaz naturel au lieu de le laisser dans le sol jusqu'à ce que, avec le temps, il ait augmenté de valeur). Cela a pour effet de majorer pour toutes les années à venir la série des coûts directs, par rapport à la série

Figure 6-3

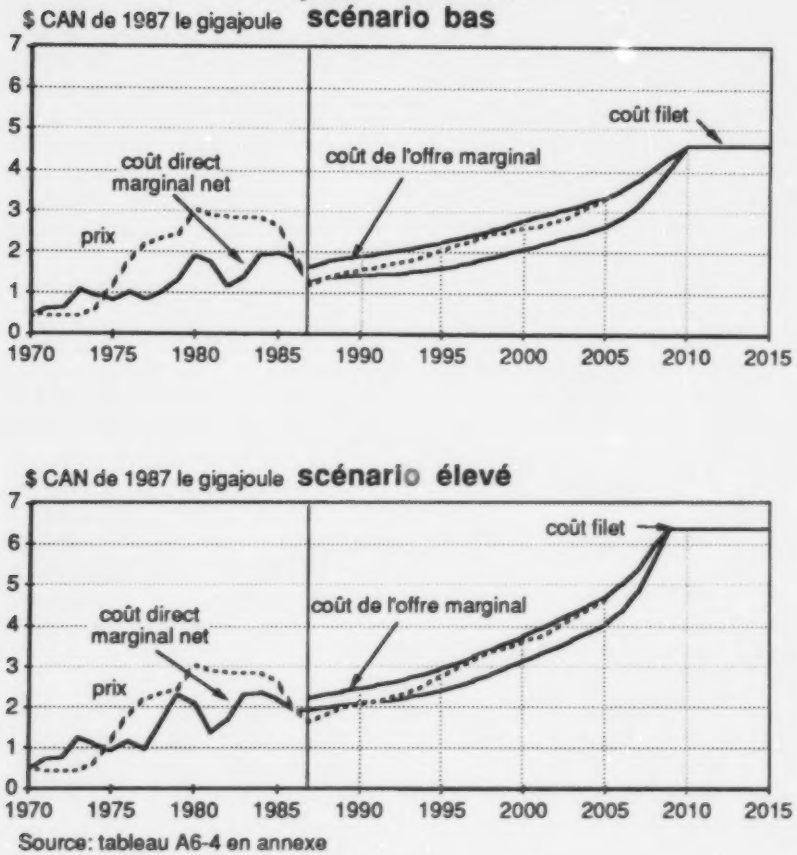
Projection du taux des additions aux réserves de gaz naturel - régions traditionnelles



Source: tableau A6-2 en annexe

Figure 6-4

Coûts et prix du gaz naturel au gisement après traitement



Source: tableau A6-4 en annexe

de référence. Nous actualisons aussi bien la série de référence que les séries majorées afin d'obtenir leur valeur actuelle, et nous soustrayons la valeur actuelle de la série de référence de celle de la série majorée. Nous obtenons ainsi les frais d'utilisation, par gigajoule, pour l'année choisie. Nous répétons ce calcul pour chaque année de la période des prévisions afin d'obtenir les frais d'utilisation pour chacune de ces années.

Deux facteurs influencent la valeur des frais d'utilisation; il s'agit du taux d'actualisation et du prix filet. Plus le taux d'actualisation est faible, plus les frais d'utilisation sont élevés, car si les taux d'actualisation sont plus faibles, les montants actualisés ont une valeur actuelle plus élevée que ce ne serait le cas si les taux d'actualisation étaient plus forts. Nous utilisons des taux d'actualisation de 10 % et 15 % pour le scénario bas et le scénario élevé, respectivement. Le prix filet correspond au plus faible des deux montants suivants: le coût de l'unité de gaz la plus coûteuse susceptible d'être produite à un certain moment dans l'avenir, et le prix du combustible qui se prête le mieux à la substitution. Plus ce prix filet est élevé, plus les frais d'utilisation le sont. Dans les scénarios bas et élevé, nous utilisons respectivement des prix filets de 4,60 $ CAN le gigajoule et 6,40 $ CAN le gigajoule. Ces montants reflètent la valeur supposée du combustible qui se prête le mieux à la substitution, le mazout léger dans le scénario bas, et, dans le scénario élevé, le coût unitaire d'importants volumes de gaz provenant soit des régions pionnières, soit d'autres sources comme la gazéification du charbon.

Dans la figure 6-4, les frais d'utilisation sont l'écart qui sépare la courbe du coût marginal d'offre et la courbe du coût direct marginal net. La figure 6-4 présente également les prix estimatifs au gisement, après traitement, du gaz naturel de l'Ouest canadien. Les prévisions relatives au coût d'offre ont été prolongées jusqu'aux valeurs correspondant au prix filet.

Compte tenu de notre estimation du potentiel technique, les ressources des régions traditionnelles dont l'exploitation deviendrait rentable à des prix équivalant aux prix filets se chiffreraient en définitive à 205 exajoules environ, dans l'un et l'autre des scénarios. Nous pouvons faire remarquer, à titre de comparaison, que nous avons utilisé dans notre rapport d'octobre 1986 un potentiel économique ultime de 185 exajoules comme base pour nos estimations des additions aux réserves.

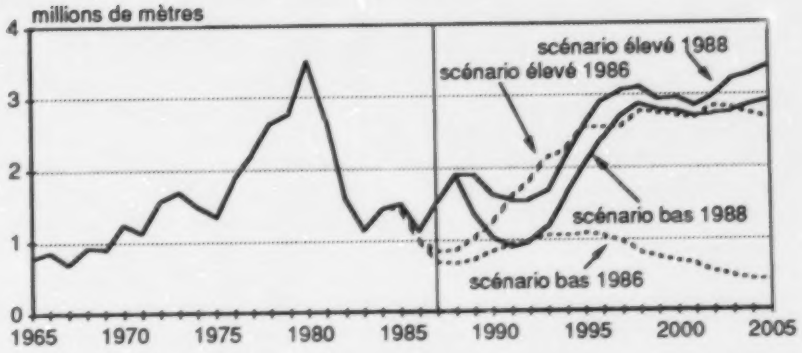
Selon nos prévisions, l'offre provenant de la région Beaufort/Mackenzie deviendrait rentable en 1999, au moment où le prix au gisement, après traitement, dans l'Ouest canadien serait de 2,50 $ CAN le gigajoule dans le scénario bas et de 3,50 $ CAN le gigajoule dans le scénario élevé. (Ce qui équivaut à environ 2,40 $ US le million de Btu et 3,30 $ US le million de Btu, respectivement, à Caroline, en Alberta. Pour détermi-

ner un prix équivalent, à Caroline, du gaz naturel de l'Alberta, nous ajoutons les frais de service en Alberta au prix moyen au départ du gisement, après traitement, en Alberta.) La mise en train de la production de gaz naturel des régions pionnières, en ce moment, exerce un faible effet à la baisse sur les prix, parce qu'elle entraîne un excédent temporaire de l'offre. Cela s'explique parce que le projet doit être développé en adoptant une capacité de production minimale qui, pour une courte période de temps, excède la demande marginale, intérieure et à l'exportation. On suppose que l'offre provenant du large de la côte est sera disponible en 2004, dans le scénario élevé, lorsque le prix au gisement, après traitement, dans l'Ouest canadien sera de 4,50 $ CAN le gigajoule. Le prix équivalent à l'entrée de la ville de Boston devrait donc être d'environ 5,70 $ US le million de Btu. Dans le scénario bas, les gisements de gaz du large de la côte est ne seraient pas mis en valeur pendant la période des prévisions, en raison de la conjoncture économique défavorable.

Pour déterminer s'il est possible de faire les additions prévues aux réserves, étant donné le nombre éventuel des plates-formes, nous estimons les niveaux des forages exploratoires nécessaires pour obtenir les additions aux réserves qui permettront de garder en équilibre l'offre et la demande de gaz naturel.

Il nous est impossible de déterminer si un puits a été foré pour trouver du pétrole brut ou du gaz naturel. Nous utilisons donc comme données historiques les résultats des forages pour faire la distinction. Les puits qui ont permis de découvrir du pétrole sont classés comme axés sur la recherche du pétrole, alors que ceux qui ont per-

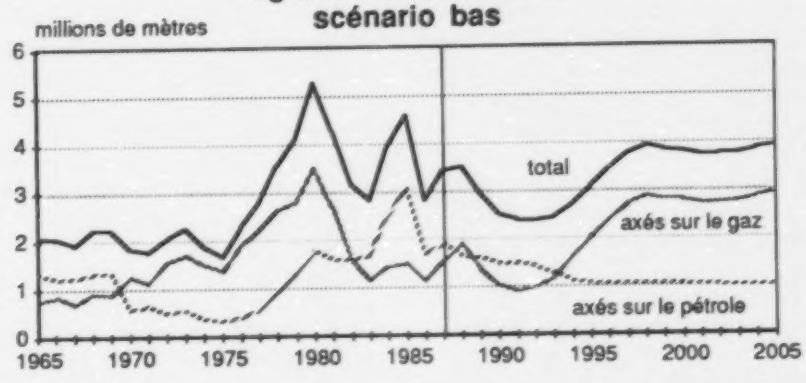
Figure 6-5
Forages exploratoires axés sur le gaz régions traditionnelles



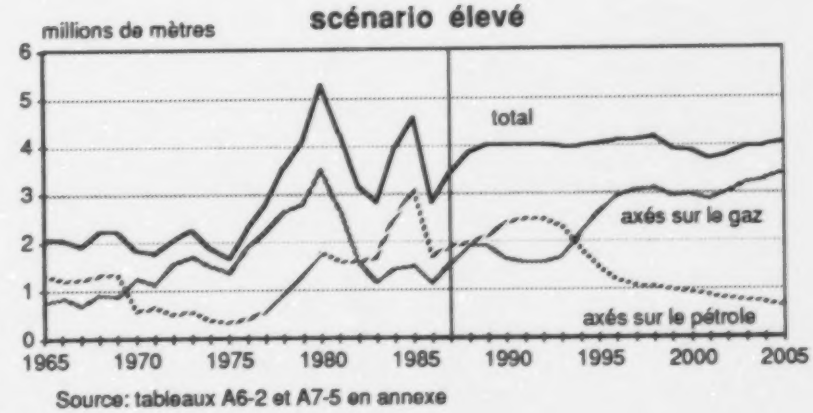
Source: tableau A6-2 en annexe

Figure 6-6
Répartition des forages exploratoires régions traditionnelles

scénario bas



scénario élevé



Source: tableaux A6-2 et A7-5 en annexe

mis de trouver du gaz sont classés comme axés sur la recherche de gaz. Les puits abandonnés chaque année sont assignés à l'une de ces deux catégories dans la même proportion que les puits productifs. Ces niveaux historiques des forages axés sur le gaz et axés sur le pétrole servent ensuite de base à nos estimations des taux d'additions historiques aux réserves des zones traditionnelles qui sont présentées dans les figures 6-3 et 7-3.

Pour chaque addition annuelle aux réserves, nous calculons le forage exploratoire annuel axé sur le gaz qui s'avère nécessaire, en nous fondant sur la projection de la courbe des taux d'additions présentée à la figure 6-3. Nous comparons dans la figure 6-5 les résultats de cette analyse avec nos estimations antérieures figurant dans notre rapport d'octobre 1986. Le nombre de forages en 1987 est supérieur à ce que nous avions anticipé en 1986 en raison des programmes gouvernementaux d'encouragement tel que le Programme canadien d'encouragement à l'exploration et à la mise en valeur et les règlements améliorés adoptés par les provinces afin d'accorder une exemption provisoire de redevances pour les nouveaux puits.

Les différences entre nos prévisions actuelles et celles publiées dans notre rapport d'octobre 1986 sont dues à la révision de notre évaluation du potentiel ultime des zones traditionnelles et à la nouvelle hypothèse adoptée par nous selon laquelle les prix au gisement, après traitement, du gaz naturel se fixeront à un niveau permettant le maintien d'un équilibre approximatif entre l'offre et la demande. Dans notre analyse actuelle, l'activité de forage axé sur le gaz augmente rapidement au milieu des années 90, au moment où l'offre et la demande approchent d'une situation d'équilibre dans l'un et l'autre des deux scénarios. Vers la fin de la période des prévisions, le forage axé sur le gaz connaît un niveau d'activité qui dépasse, dans les deux scénarios, les niveaux antérieurs.

Nous estimons l'ensemble des activités de forage exploratoire pour chacune des années de la période des prévisions en faisant la somme des estimations individuelles concernant les activités axées sur le gaz et les activités axées sur le pétrole. La figure 6-6 présente les résultats de cette analyse.

Dans le scénario bas, le niveau global des activités du forage exploratoire diminue, passant des niveaux actuels à un creux au début des années 90, pour se redresser par la suite à près de 4 millions de mètres par an, en raison de l'activité croissante axée sur le gaz.

Dans le scénario élevé, le niveau global des activités de forage exploratoire augmente, passant des niveaux actuels à 4 millions de mètres par an, approximativement, au début des années 90 et il reste à peu près inchangé par la suite. D'ici aux premières années de la décennie 1990, le forage exploratoire devrait être axé principalement sur le pétrole en raison de la hausse des prix du pétrole et de l'excédent de l'offre de gaz naturel. À partir du milieu des années 90, l'activité devient de plus en plus axée sur le gaz. Les niveaux estimatifs de forage exploratoire qui sont nécessaires pour que les additions aux réserves de gaz naturel maintiennent l'équilibre entre l'offre et la demande de gaz naturel pendant la période des prévisions, sont inférieurs aux niveaux records atteints ces dernières années. Nous pouvons donc conclure que l'industrie peut atteindre les niveaux de forage que nous avons prévus.

6.4 Capacité de production

Nous expliquons dans la présente section la méthode de calcul de nos prévisions de la capacité de production de gaz naturel. Nous commençons par présenter quelques commentaires d'ordre général sur nos hypothèses fondamentales et sur la méthodologie suivie, puis nous énonçons nos prévisions pour chaque catégorie de réserves, comme pour l'ensemble des réserves.

La capacité de production est le taux estimatif de la production de gaz naturel à partir d'un puits, d'un gisement ou d'une autre entité, compte tenu, non de la demande, mais des caractéristiques du gisement, des paramètres économiques, des limitations contractuelles et réglementaires, de la faisabilité de forage intercalaire ou d'addition de compresseurs, de la disponibilité d'installations de traitement et de pertes potentielles dues à des pannes mécaniques[1].

Nos prévisions de la capacité de production sont différentes selon le scénario retenu en raison des prévisions différentes concernant les prix. L'impact des prix se fait sentir particulièrement sur les additions aux réserves, qui représentent une partie croissante de la capacité de production pendant la période des prévisions. Les prix du gaz naturel influencent aussi le calendrier des

1. La capacité de production est calculée à la sortie de l'usine de traitement au gisement, ou à la tête de puits si le traitement au gisement ne s'applique pas. Les estimations excluent les quantités de LGN extraites au gisement, mais elles incluent les quantités extraites ultérieurement aux usines de chevauchement.

forages intercalaires et des additions de compresseurs, ce qui explique que l'on obtient, pour des réserves actuellement établies, des prévisions légèrement différentes en ce qui concerne la capacité de production. Les taux de raccordement pour les réserves actuellement établies, mais ne faisant pas encore l'objet de contrats, pourraient également être différents en fonction de prix différents; toutefois, nous avons pris pour acquis que les taux de raccordement sont les mêmes dans les deux scénarios, car on prévoit que l'effet exercé sur la capacité de production sera relativement faible.

Nos estimations représentent la capacité de production qui est disponible dans l'immédiat à partir de toutes les réserves raccordées, plus les ressources dont on pourrait disposer dans un délai de six mois environ grâce aux réserves raccordées et non raccordées, ainsi que compte tenu des additions aux réserves. Ces prévisions englobent la capacité de production à partir de certains puits intercalaires qui, bien que nous les considérions comme rentables, pris individuellement, ne peuvent être forés en raison de la situation financière particulière d'un certain producteur. Pour ces raisons, nos estimations pour les premières années de la période des prévisions seront supérieures à la capacité de production disponible dans l'immédiat. La capacité de collecte et de transport des réseaux de gazoducs n'exerce pas de contrainte sur nos prévisions.

Nos prévisions de la capacité de production diffèrent selon qu'il s'agit de réserves actuellement établies faisant l'objet de contrats et de réserves actuellement établies ne faisant pas encore l'objet de contrats; aussi, nous avons établi les hypothèses suivantes concernant la situation contractuelle des réserves établies :

- Pour la Colombie-Britannique, nous n'avons inclus dans la catégorie des réserves sous contrat que les réserves destinées à Westcoast Energy. Toutes les autres réserves, y compris celles destinées à des services publics de la Colombie-Britannique et à des exportateurs à court terme autres que Westcoast, ont été rangées dans la catégorie des réserves ne faisant pas l'objet de contrats, car nous n'avons pas les renseignements permettant de déterminer celles d'entre elles qui sont sous contrat.

- En ce qui concerne l'Alberta, nous avons rangé dans la catégorie des réserves sous contrat toutes celles qui ont été identifiées par l'OCREA[1] comme faisant l'objet de contrats, toutes les autres réserves actuellement en production, toutes les réserves de gaz en solution, toutes les réserves de gaz reportées et toutes les réserves de gaz peu profondes du sud-est de l'Alberta. Nous avons inclus dans la catégorie des autres réserves ne faisant pas l'objet de contrats toutes les autres réserves de la province, sauf celles actuellement reconnues comme étant hors de portée économique. En effet, la catégorie des réserves ne faisant pas l'objet de contrats englobe pratiquement tout le gaz actuellement disponible en Alberta pour la conclusion de contrats.

- Dans le cas de la Saskatchewan, nous avons supposé que 60 % des ressources font l'objet de contrats. On ne dispose pas actuellement de données précises concernant les réserves faisant l'objet de contrats.

- En ce qui a trait à la partie sud des Territoires et à l'Est du Canada, nous supposons que toutes les réserves sont sous contrat.

Le tableau 6-7 présente la ventilation des réserves établies restantes de gaz que l'on trouve actuellement dans les régions traditionnelles.

Tableau 6-7
Répartition des réserves établies restantes de gaz naturel commercialisable dans les régions traditionnelles
au 31 décembre 1986

(exajoules)

Colombie-Britannique		**8,8**
réserves sous contrat à la Westcoast	5,5	
réserves ne faisant pas l'objet d'un contrat	3,3	
Alberta		**63,9**
réserves sous contrat [a]	48,2	
réserves reportées	6,3	
hors de portée économique	2,0	
autres réserves ne faisant pas l'objet d'un contrat	7,4	
Saskatchewan		**1,9**
réserves sous contrat	1,1	
autres	0,8	
sud du Yukon et T.N.-O.		**0,3**
Ontario et autres régions de l'Est		**0,4**
total - régions traditionnelles		**75,3**

Note :[a] Comprend 5,7 exajoules de réserves de gaz peu profondes du sud-est de l'Alberta et 2,8 exajoules de réserves de gaz en solution.

1. Dossier des acheteurs de gaz de l'OCREA.

Pour établir les estimations de notre capacité globale de production, nous avons retenu les capacités de production de quatre catégories particulières de réserves, dont les trois premières concernent le gaz dans les régions traditionnelles :

- les réserves établies actuellement qui font l'objet de contrats,
- les réserves établies actuellement qui ne 'ont pas encore l'objet de contrats,
- les additions aux réserves,
- le gaz des régions pionnières.

Réserves établies faisant l'objet de contrats

Nous avons établi nos prévisions de la capacité[1] de production pour tous les gisements de gaz de la Colombie-Britannique en nous fondant sur des taux contractuels initiaux de 1 : 5 750 (1 unité de production pour chaque ensemble de 5 750 unités de réserves initiales de gaz). Ce taux reflète les pratiques qui prévalent traditionnellement en Colombie-Britannique en matière de contrat. On s'attend à ce qu'il demeure représentatif dans l'avenir.

Les réserves sous contrat de l'Alberta, à l'exclusion des réserves peu profondes du sud-est de l'Alberta et des réserves de gaz en solution, représentent 39,7 exajoules. Nous nous sommes fondés sur ces réserves pour établir nos prévisions de la capacité de production, en supposant que 75 % seront produits au taux de prélèvement de 1 : 7 000 qui est représentatif des pratiques contractuelles à long terme observées dans le passé, et 25 % à un taux de prélèvement de 1 : 3 500 qui est caractéristique de nombreux contrats conclus à la fin des années 70 et au début des années 80. Nos consultations ont confirmé que cette démarche était raisonnable.

Nos prévisions de la capacité de production pour les deux éléments principaux des réserves restantes de gaz dans les gisements peu profonds du sud-est de l'Alberta représentent 5,7 exajoules; elles ont été établies de la façon suivante :

- en ce qui concerne les gisements de la formation Milk River et de Medicine Hat, nous avons établi nos prévisions de la capacité de production, pour chaque gisement, en utilisant une analyse de la baisse de la production des puits en production;
- pour les gisements de gaz de la formation du Second White Specks, nous avons établi nos prévisions de la capacité de production en nous fondant sur les caractéristiques de chaque gisement et de débit de chaque puits.

Nous avons établi les prévisions des forages intercalaires nécessaires pour la mise en valeur intégrale des champs, en maintenant aussi longtemps que possible un niveau constant de production. Ces réserves peu profondes de gaz ne sont pas toutes actuellement sous contrat, mais comme il n'existe aucune base pour déterminer les dates de mise en exploitation de ces gisements qui ne sont pas sous contrat, nous avons, afin de prévoir la capacité de production, retenu l'hypothèse que tous ces gisements sont actuellement en production. Cette hypothèse pourrait entraîner une surévaluation de la capacité de production pendant les premières années de la période des prévisions.

Il existe en Alberta quelque 2,8 exajoules de gaz en solution (gaz dissous dans des gisements de pétrole). Nous avons fondé notre prévision de la capacité de production de gaz en solution sur notre prévision de la capacité de production des gisements de pétrole contenant le gaz dissous et sur une prévision du ratio gaz/pétrole de ces gisements.

Nous avons fondé notre prévision de la capacité de production de toutes les réserves de la Saskatchewan sur une prévision fournie aux fins du présent rapport par le gouvernement de la Saskatchewan.

Nous avons prévu, pour chaque gisement individuel, la capacité de production du champ de gaz Kotaneelee du sud du Yukon et du champ de gaz Pointed Mountain de la partie sud des Territoires du Nord-Ouest.

Nous nous sommes fondés sur les tendances historiques pour établir nos prévisions de la capacité de production de l'Ontario (et du Québec, dont la production est très faible).

1. Nous établissons pour chaque gisement la capacité de production en ce qui concerne toutes les réserves de gaz de la Colombie-Britannique et toutes les réserves de gaz de l'Alberta, à l'exception des réserves reportées et des réserves hors de portée économique. Les prévisions reflètent les caractéristiques de débit de chaque puits de gaz d'un gisement, les paramètres de base du gisement et le taux contractuel quotidien. Elles intègrent également les données relatives aux coûts de forage et de compression et les rentrées nettes prévues des producteurs, afin de déterminer la période pendant laquelle la capacité de production peut être maintenue aux taux contractuels ou à un niveau aussi élevé que possible, compte tenu des taux contractuels, en ajoutant des puits intercalaires ou des compresseurs au gisement.

Réserves établies ne faisant pas encore l'objet de contrats

En ce qui concerne cette catégorie, les pratiques contractuelles futures, et par conséquent les taux futurs de production des gisements, refléteront les caractéristiques du marché du gaz. Bien qu'une tendance se manifeste dans certains secteurs du marché en faveur de contrats à court terme, nous prévoyons que les contrats à long terme prédomineront dans certains marchés intérieurs et d'exportation, notamment dans les installations de cogénération dont l'approvisionnement en gaz doit être garanti au moyen de contrats à long terme.

Pour les gisements de gaz qui ne sont pas actuellement sous contrat en Colombie-Britannique, et qui représentent environ 3,3 exajoules, nous leur avons attribué des dates de production initiale fondées sur leur proximité par rapport aux pipelines existants et à leurs prolongements prévus, et nous avons calculé la capacité de production d'après la démarche que nous avons adoptée - voir ci-dessus - en ce qui concerne les réserves sous contrat de la Colombie-Britannique.

En ce qui a trait à l'Alberta, nous avons supposé que, des 7,4 exajoules de réserves appartenant à l'autre catégorie ne faisant pas l'objet de contrats, 50 % seraient produits à des taux initiaux de prélèvement de 1 : 7 000, et 50 % à 1 : 3 500. Nous avons utilisé ensuite ce profil composite de la productibilité pour établir une prévision de la capacité de production en utilisant le calendrier de raccordement que contenait notre rapport d'octobre 1986 (5, 5, 10, 15, 15, 15, 15,10, 5, et 5 % par an). Ce profil de raccordement a été conçu de façon à maintenir au minimum toute addition à la capacité de production pendant les premières années de la période des prévisions, qui seront caractérisées par la persistance d'une capacité excédentaire de production.

L'OCREA estime à quelque 6,3 exajoules les réserves reportées de gaz en Alberta au 31 décembre 1986. Nos estimations de la capacité de production de gaz tiré, dans une proportion de 50 % environ, des réserves reportées de gaz de province, principalement du gaz associé à des gisements de pétrole, sont fondées sur les estimations antérieures fournies par TransCanada pour chaque gisement. Le reste de ces réserves est constitué par les réserves reportées pour des programmes de récupération assistée de pétrole et on ne prévoit pas qu'elles puissent apparaître sur le marché pendant la période des prévisions.

Nous supposons que toutes les réserves de l'Alberta que l'on juge maintenant comme étant hors de portée économique, soit 2 exajoules environ, deviendront rentables au cours des 25 prochaines années; nous établissons nos prévisions de la capacité de production de ces réserves en nous fondant sur le profil de la productibilité mis au point pour les réserves qui ne font pas encore l'objet de contrats, et sur un taux de raccordement de 4 % par an.

Additions aux réserves

Pour prévoir la capacité de production à partir des additions aux réserves, nous avons supposé que les caractéristiques de production des réserves seraient semblables à celles des réserves de la fin des années 70 et du début des années 80. Nous avons supposé que les additions aux réserves sont raccordées à un rythme variable, plus lentement durant les premières années lorsqu'il existera une capacité excédentaire de production.

Régions pionnières

Nos prévisions de la capacité de production pour les régions pionnières reflètent les niveaux prévus de production pour le projet Venture de la côte est et les avant-projets relatifs au gaz du delta du Mackenzie. En ce qui concerne le projet Venture, nous avons supposé que plusieurs champs de gaz seraient mis en valeur simultanément, avec une production initiale de 125 pétajoules qui passerait à 250 pétajoules la deuxième année et resterait constante par la suite. Pour le delta du Mackenzie, nous avons supposé un taux initial de production de 200 pétajoules par an qui augmenterait jusqu'à un taux maximum de 450 pétajoules d'ici à la troisième année de production. Selon nos prévisions relatives aux caractéristiques et aux prix du marché, la production de gaz du delta du Mackenzie commencerait en 1999, dans les deux scénarios, et la production de gaz du projet Venture commencerait en 2004, dans le scénario élevé seulement.

Résumé

Les prévisions de la capacité de production à partir de toutes les réserves des régions traditionnelles sont semblables dans les deux scénarios. Cela se comprend parce que notre analyse du marché du gaz a été menée de façon à maintenir l'équilibre de l'offre et de la demande; en outre, nos estimations de la demande intérieure et de la demande d'exportations ne diffèrent que faiblement dans les deux scénarios. Toutes différences entre nos prévisions de la capacité de production dans les deux scé-

narios proviennent largement des profils légèrement différents des additions aux réserves.

Dans les deux scénarios, nos prévisions de la capacité de production, à partir des réserves établies qui font l'objet actuellement de contrats, partent de 4,5 exajoules en 1987 et chutent à un exajoule en 2005. Si nous incluons les réserves qui ne sont pas encore sous contrat, nos prévisions de la capacité de production sont marginalement plus élevées, car elles ne tombent qu'à 1,4 exajoule d'ici à 2005.

Notre prévision de la capacité de production totale pour les régions traditionnelles, y compris les additions aux réserves, se maintient, dans le scénario bas, entre 4,3 et 4,5 exajoules par an, jusqu'au milieu des années 90, avant de baisser par la suite à environ 4,1 exajoules à la fin de la période des prévisions. Dans le scénario élevé, notre prévision est légèrement supérieure, restant dans la fourchette de 4,4 et 4,7 exajoules par an, jusqu'à la fin des années 90, avant de tomber à 4,3 exajoules environ en l'année 2005.

Si nous incluons les approvisionnements des régions pionnières, nous obtenons une capacité de production de 4,5 exajoules d'ici à 2005, dans le scénario bas, et de 5 exajoules dans le scénario élevé.

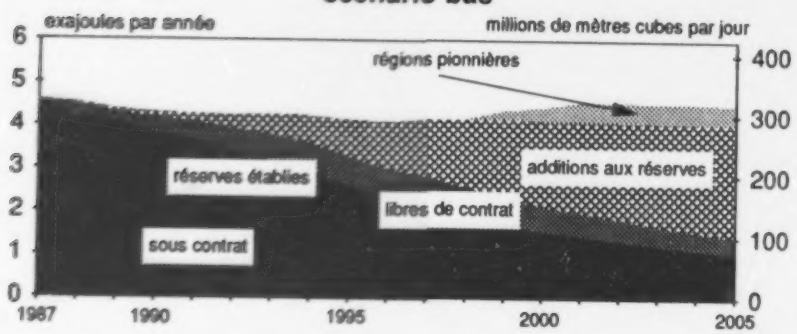
La figure 6-7 illustre la capacité de production de gaz naturel par source d'approvisionnement, dans chacun des deux scénarios. On trouvera des prévisions détaillées de la capacité de production dans les tableaux A6-6 à A6-8 en annexe.

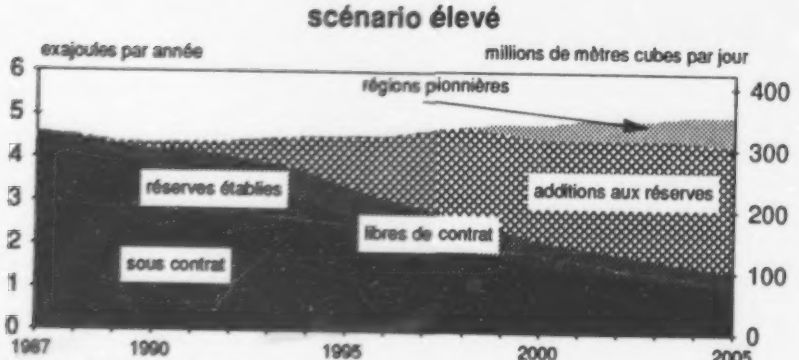
6.5 Exportations

La démarche utilisée dans le présent rapport pour prévoir les exportations de gaz naturel se démarque substantiellement de l'ancienne façon de procéder. Dans notre rapport d'octobre 1986, les prévisions des exportations jusqu'en 1990 étaient fondées sur l'analyse de la structure du commerce du gaz naturel à l'exportation, la situation en matière de réglementation aux États-Unis et les considérations relatives aux marchés régionaux. Au-delà de 1990, nos prévisions s'appuyaient sur notre estimation des volumes de gaz naturel qui seraient vraisemblablement exportés en vertu des licences alors en vigueur.

Dans le présent rapport, notre analyse prospective ne se limite pas aux ventes à l'exportation autorisées par les licences existantes. Deux raisons motivent cette démarche. Premièrement, les exportations en vertu d'ordonnances à court terme ont connu une augmentation importante : en 1987, près du quart du gaz naturel exporté l'a été sous le régime d'ordonnances à court terme émises sans aucune restriction quant au volume et pour une période pouvant aller jusqu'à 24 mois. Deuxièmement, la réglementation des exportations à

Figure 6-7
Capacité de production de gaz naturel par source d'approvisionnement





Source : tableau A6-8 en annexe.

long terme du gaz naturel s'inspire maintenant du principe fondamental selon lequel le marché détermine les exportations, sous réserve de la satisfaction juste et efficace des besoins énergétiques du Canada.[1]

Il est donc devenu essentiel de prévoir les exportations de gaz naturel en tenant compte de la façon dont le marché détermine les volumes de gaz transportés entre les régions productrices et les régions consommatrices de l'Amérique du Nord.[2]

Pour former nos prévisions concernant les exportations de gaz naturel, nous avons combiné notre connaissance des ententes d'exportation actuelles et un mécanisme de prévision nous permettant d'évaluer le transport interrégional de gaz naturel en Amérique du Nord, échelonné sur une longue période de temps. De nombreux facteurs influeront sur les exportations. Parmi les principaux, mentionnons l'offre et la demande de gaz naturel canadien, l'offre et la demande intérieures de gaz naturel aux États-Unis, les prix du gaz naturel, les prix des autres formes d'énergie concurrentielles, les coûts concurrentiels du gaz naturel dans diverses régions des deux pays, et les coûts de transport de la tête du puits jusqu'au marché.

La prochaine section aborde en premier lieu l'historique et la structure du commerce du gaz naturel à l'exportation, puis la situation en matière de réglementation aux États-Unis, et enfin les commentaires sur nos prévisions concernant les exportations.

6.5.1 Historique et structure du commerce du gaz naturel à l'exportation

Depuis les années 50, le Canada a été un fournisseur important de gaz naturel aux États-Unis. Dans les années 70, le volume des exportations s'est établi en moyenne à 27 milliards de mètres cubes (950 milliards de pieds cubes), soit des volumes voisins de ceux autorisés par l'Office. Au début des années 80, l'Office a autorisé l'exportation d'importants nouveaux volumes, mais pour diverses raisons, dont la récession de 1982 et un prix à l'exportation élevé du gaz naturel canadien, les volumes exportés sont passés de 28,3 milliards de mètres cubes (1 000 milliards de pieds cubes) en 1979 à 20,2 milliards de mètres cubes (715 milliards de pieds cubes) en 1983. Depuis 1983, la réglementation des prix à l'exportation a été assouplie graduellement et les exportations de gaz naturel ont enregistré une recrudescence; elles se sont établies en 1987 à 28 milliards de mètres cubes (990 milliards de pieds cubes) (Figure 6-8).

Traditionnellement, les contrats d'exportation ont été conclus entre

---

1. Depuis 1983, il y a eu une série de mesures progressives d'assouplissement de la réglementation des prix à l'exportation.

   En ce qui a trait à la réglementation des volumes d'exportation, l'Office a adopté en 1987 une nouvelle "méthode axée sur le marché" pour la délivrance des nouvelles licences d'exportation. En vertu de cette méthode, on suppose que la dynamique du marché fera généralement en sorte que les besoins canadiens en gaz naturel seront satisfaits à des prix concurrentiels sur le marché. L'Office utilise deux moyens pour s'assurer que les exportations de gaz naturel sous licence sont excédentaires par rapport aux besoins raisonnablement prévisibles du Canada : il y a d'abord les audiences publiques pour l'examen des demandes de licence d'exportation; puis la surveillance permanente des marchés énergétiques canadiens.

   Les audiences publiques de la méthode axée sur le marché comprennent trois éléments.

   Le premier élément a trait aux plaintes. L'Office examine les plaintes des consommateurs canadiens qui ne peuvent obtenir de volumes additionnels de gaz naturel à des modalités analogues à celles des contrats à l'exportation, notamment le prix.

   Le deuxième élément se rapporte à une évaluation des incidences de l'exportation. Les demandeurs doivent déposer une évaluation des incidences qui permettra à l'Office d'établir si le projet d'exportation rendrait difficile l'approvisionnement énergétique du Canada à des prix du marché justes.

   Troisièmement, l'Office étudie tous les autres facteurs comme la nature des clauses des contrats d'exportation; le soutien donné par les producteurs au projet d'exportation; le recouvrement des coûts subis; la preuve que le prix à l'exportation du gaz naturel n'est pas inférieur à celui payé par les Canadiens; la disponibilité de la capacité pipelinière; et la preuve que le Canada retirera vraisemblablement des avantages nets de l'exportation.

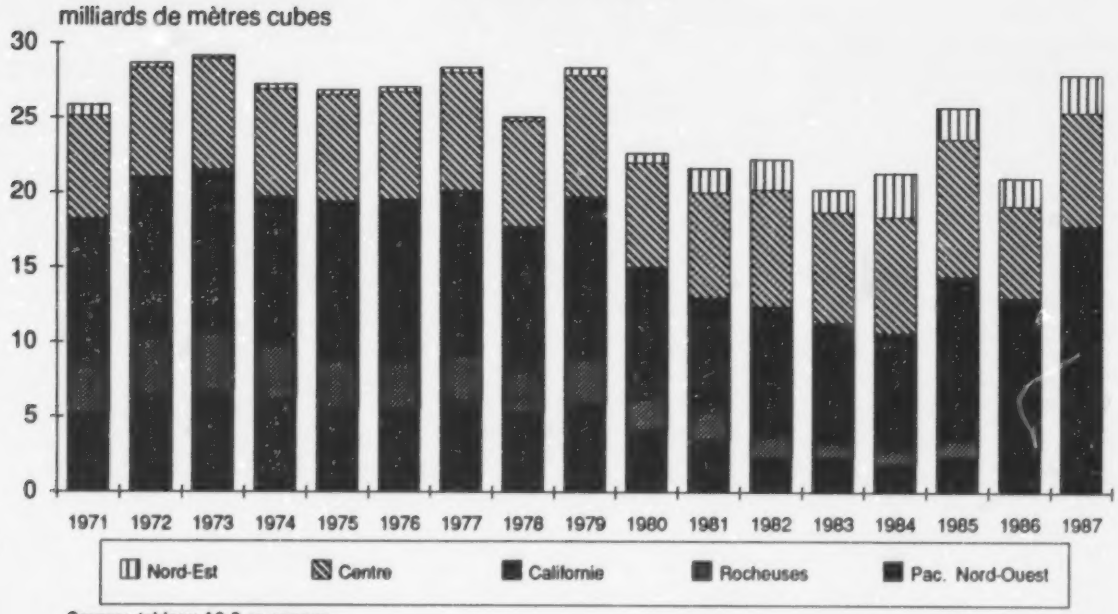
   Dans le cadre de ses activités de surveillance, l'Office continuera à publier tous les deux ans environ son évaluation du marché, L'énergie au Canada - Offre et demande.

   L'Office envisage aussi de publier à intervalles périodiques des rapports d'analyse plus approfondis sur l'offre, la demande et les prix du gaz naturel.

2. Nos prévisions concernant les exportations de gaz naturel n'anticipent pas sur les décisions futures de l'Office quant aux demandes de licences d'exportation ou d'installations. Les décisions seront prises cas par cas selon le mérite respectif de chaque demande en fonction de la situation qui prévaudra alors.

Figure 6-8

Exportations de gaz naturel



Source: tableau A6-9 en annexe.

des sociétés de transport canadiennes et des sociétés pipelinières interétatiques américaines qui achètent du gaz en vertu de contrats à long terme et le revendent aux services publics de distribution jalonnant leurs réseaux. Il y a de notables exceptions à cette règle générale : les ventes directes (ventes entre producteurs et services publics de distribution ou utilisateurs ultimes, dans lesquelles la société pipelinière joue uniquement le rôle de transporteur) à long terme par Alberta & Southern Gas Company Limited (A&S) et Pan-Alberta Gas Limited (Pan-Alberta) aux services publics californiens (Pacific Gas and Electric et Southern California Gas Company) respectivement et la vente faite par TransCanada Pipelines Limited (TransCanada) à Boundary Gas Incorporated (un groupe de services publics du nord-est des États-Unis).

Le marché américain du gaz naturel a connu une mutation profonde au cours des dernières années. Au départ, un marché dominé par de grandes sociétés pipelinières interétatiques qui achetaient, transportaient et vendaient du gaz naturel aux distributeurs régionaux en vertu de contrats rigides à long terme, le marché des États-Unis comporte maintenant de nombreux vendeurs et acheteurs qui offrent une gamme très variée de contrats visant à répondre à des besoins définis.

Les exportateurs canadiens ont réagi en modifiant leurs contrats afin de tenir compte de la nouvelle réalité du marché aux États-Unis:

- ils ont incorporé dans les contrats à long terme un mécanisme souple d'établissement des prix fondé sur le prix des autres formes d'énergies et une révision des prix à intervalles réguliers;
- ils ont commencé à faire appel aux contrats "à volets multiples", qui ont autorisé la vente de certaines quantités de gaz naturel sur le marché du disponible en vertu d'une formule de révision mensuelle des prix;
- les efforts de commercialisation n'ont plus porté sur les ventes, par les réseaux, aux sociétés pipelinières; la commercialisation se fait maintenant davantage au moyen de ventes directes aux services publics de distribution;
- les ventes d'exportation à court terme, qui n'étaient pas très importantes avant 1985, ont augmenté d'environ 22 % en 1987, mais leur expansion plus grande a continué d'être freinée par la réticence de la plupart des so-

ciétés pipelinières américaines à transporter du gaz pour le compte d'autres sociétés, ce qui pourrait nuire à leurs propres ventes; cette situation s'améliore néanmoins rapidement.

On s'attend à ce que la tendance vers les ventes à plus court terme et les ventes directes du gaz naturel canadien à l'exportation s'accentue, surtout compte tenu du fait que la majorité des sociétés pipelinières américaines interétatiques de gaz naturel sont devenues des transporteurs de gaz à libre accès en vertu de l'ordonnance 500 de la FERC.

6.5.2 Situation en matière de réglementation aux États-Unis

L'aptitude du Canada à faire concurrence sur les marchés américains dépend de la situation en matière de réglementation, tant aux États-Unis qu'au Canada.

Du point de vue canadien, la réglementation américaine sur le gaz naturel a une grande importance dans la mesure où elle influe sur:

- l'accessibilité du gaz canadien aux pipelines américains;
- la compétitivité du gaz canadien vendu aux États-Unis; et
- les rentrées nettes que les producteurs tirent des ventes à l'exportation.

La réglementation de l'industrie du gaz naturel aux États-Unis est appliquée par la Economic Regulatory Administration (ERA), la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) et les commissions des services publics des États.

L'ERA relève du Secrétaire à l'Énergie et est chargée d'approuver les exportations et les importations à destination et en provenance des États-Unis. Au début de 1984, le Secrétaire à l'Énergie a émis de nouvelles directives relativement à l'approbation de l'importation du gaz naturel. La nouvelle politique n'était plus axée sur le prix, les besoins énergétiques nationaux et les effets sur la balance des paiements, mais plutôt sur l'épreuve générale de la compétitivité sur les marchés desservis. Le point essentiel de la nouvelle politique d'importation était que les contrats d'importation qui seraient négociées librement entre les acheteurs et les vendeurs seraient jugés concurrentiels et, partant, acceptables aux fins de l'approbation des importations.

La FERC est chargée de réglementer tout le commerce interétatique du gaz naturel. Elle réglemente les droits et les tarifs exigibles par les sociétés pipelinières interétatiques, approuve la construction de nouvelles installations et fixe les prix du gaz américain encore assujetti à la réglementation des prix. Les activités de réglementation de la FERC ont un effet déterminant sur toutes les expéditions de gaz entre les États et au niveau international.

Les commissions des services publiques des États approuvent les contrats d'achat de gaz des services publics. Dans de nombreux États, elles peuvent avoir une influence sur les exportations de gaz canadien. Compte tenu du prix normalement compétitif du gaz canadien, leurs activités de réglementation n'ont pas nui aux exportations canadiennes.

Comme nous l'avons mentionné, l'industrie américaine du gaz naturel a subi une mutation. Dominée au début par les sociétés pipelinières qui achetaient le gaz et le revendaient aux distributeurs locaux, l'industrie s'est ouverte à la concurrence pour l'exploitation des marchés. La FERC a joué un rôle clé en incitant les sociétés pipelinières à séparer leurs fonctions de transport et de vente et à rendre leurs réseaux plus accessibles pour le transport du gaz appartenant aux clients, conformément à l'ordonnance 500. Cette situation et d'autres mesures réglementaires, comme l'opinion 256 de la FERC concernant le traitement, dans les taux exigibles par les sociétés pipelinières américaines, des coûts du gaz importé, ont eu des effets non négligeables sur les exportations canadiennes.

Lorsque le transport du gaz appartenant aux clients a connu une augmentation vers le milieu des années 80, la FERC a commencé à craindre que l'accès à la capacité pipelinière aux États-Unis ne soit pas offert à tous les expéditeurs sans discrimination. Pour éliminer ce problème, elle a émis en 1985 l'ordonnance 436, en vertu de laquelle toutes les sociétés pipelinières qui décident de transporter le gaz d'autres sociétés doivent rendre leurs réseaux accessibles à tous les utilisateurs sans discrimination, c'est-à- dire leur offrir le "libre accès". Grâce à l'ordonnance 500 émise en 1987, on a perfectionné ce programme en permettant la réduction des volumes de paiement obligatoire d'une société pipelinière au titre des volumes de transport, l'ordonnance 500 a aussi permis l'intégration de "frais spéciaux de stockage de réserves de gaz" dans la tarification des sociétés pipelinières afin d'atténuer les problèmes de paiement obligatoire auxquels doivent faire face de nombreuses sociétés pipelinières. Il semble que cette mesure ait eu un effet positif en rendant le programme plus attrayant aux yeux des sociétés pipelinières, même si

on estime que dans l'ensemble, les producteurs se disent mécontents de la façon dont on a traité le problème du paiement obligatoire.

Au départ, les sociétés pipelinières ont pris un certain temps avant de relever le défi de la libéralisation de l'accès; un nombre important de grandes sociétés ont depuis accepté les certificats de l'ordonnance 500 ou achèvent de négocier les clauses d'acceptation.[1]

À l'origine, les mesures prises aux États-Unis ont nui au Canada de deux façons:

- les exportateurs canadiens ne pouvaient accéder aux pipelines américains afin de vendre du gaz directement à leurs clients des États-Unis et les sociétés pipelinières américaines réduisaient leurs propres achats de gaz canadien afin de privilégier le gaz américain et d'abaisser ainsi les paiements obligatoires à verser aux producteurs américains (les paiements obligatoires ont normalement été réduits ou éliminés des contrats canadiens); la situation s'améliore cependant rapidement, car un nombre croissant de sociétés pipelinières libéralisent l'accès à leurs réseaux et offrent le service de transport;

- lorsqu'elles ont demandé le statut de sociétés à libre accès, certaines sociétés pipelinières des États-Unis ont par ailleurs proposé que leur taux pour le transport du gaz soient fondés sur de grandes zones géographiques, plutôt que sur la distance, comme l'avait suggéré l'ordonnance 436 de la FERC; ainsi, Northern Natural Gas Co., dans sa demande, a proposé de créer deux zones de tarification, soit une zone productrice et une zone commerciale; le taux de la zone productrice serait fixé en fonction de la distance, tandis que celui de la zone commerciale serait un taux dit de "timbre-poste" (un tarif de transport unique, indépendant de la distance); les exportateurs canadiens ont soutenu que le tarif du timbre-poste dans la zone de marché était discriminatoire envers le gaz canadien, puisque celui-ci pénètre dans le réseau de Northern par des points situés près des grands marchés, alors que les producteurs américains doivent transporter leur gaz sur des distances plus longues pour atteindre les mêmes marchés, mais versent les mêmes taux; la FERC a toutefois maintenu le principe des zones de tarification.

Le 4 avril 1988, la FERC a émis un avis de projet de réglementation sur le courtage de droits de transport garanti pour les sociétés pipelinières interétatiques ayant accepté l'ordonnance 500 et qui sont des transporteurs libres. Le courtage est une question que n'avait jamais abordée la FERC. L'établissement d'une réglementation définitive sur le courtage prendra du temps. La FERC a déclaré qu'un programme de courtage bien structuré présente des avantages éventuels, y compris une meilleure répartition de la capacité garantie inutilisée, entraînant une réduction des coûts et autorisant un plus grand volume de transport, une incitation à reporter le transport hors des périodes de pointe, et une souplesse d'adaptation aux conditions du marché. Du point de vue canadien, on ne peut dire pour l'instant quel sera l'incidence du courtage sur les exportations de gaz naturel.

La réglementation des taux exigibles par les sociétés pipelinières américaines peut aussi influer sur la compétitivité du gaz canadien. L'exemple le plus récent est l'avis 256 émis par la FERC en décembre 1986. Cet avis portait sur la structure des frais "liés à la demande" et des frais "liés au produit"[2] pour le gaz canadien. Il s'agissait de savoir si on devrait autoriser les importateurs américains à transférer à leurs clients les coûts du gaz importé "tels qu'ils leur étaient facturés". Plus précisément, il s'agissait de déterminer si tous les frais liés à la demande compris dans le prix des exportations canadiennes devaient être compris dans les frais liés à la demande intégrés aux taux de vente que facturent les sociétés importatrices à leurs clients. La FERC a décidé que la structure des prix à l'importation devant se refléter dans les prix de vente des sociétés pipelinières devrait être identique à la tarification du gaz américain, sans égard au fait que l'ERA avait approuvé le contrat d'importation en cause.

La tarification intérieure des sociétés pipelinières américaines s'inspire dans une large mesure du barème "modifié des coûts fixes/

1. Au moment de la rédaction du rapport, environ 16 grandes sociétés pipelinières avaient accepté des certificats; ces sociétés transportent approximativement 60 % de tout le gaz transporté par les réseaux de pipelines interétatiques américains.
2. *Les frais liés à la demande* sont un paiement obligatoire, habituellement mensuel, que doit acquitter un acheteur de gaz en vertu d'un contrat de vente. Ils peuvent couvrir une partie ou la totalité des coûts fixes d'un vendeur et ils sont exigibles peu importe la quantité réelle de gaz prise.
   Les frais liés au produit sont les frais que doit payer l'acheteur de gaz pour chaque unité de gaz achetée en vertu d'un contrat de vente. Les frais unitaires couvrent en général la composante liée au produit des droits de transport par pipeline en vigueur et le coût du gaz; ils peuvent aussi comprendre une partie des coûts fixes du vendeur.

variables"[1] de la FERC. La décision susmentionné exigeait que certains éléments du coût inclus dans les frais liés à la demande des sociétés pipelinières américaines (se rapportant aux coûts de production et de collecte au Canada et au rendement des fonds propres) soient supprimés des frais liés à la demande des sociétés américaines et ajoutés aux frais liés au produit.

La décision de la FERC a pour effet d'exposer la société pipelinière importatrice au risque de ne pas recouvrer tous les coûts faisant partie des frais liés à la demande de la société exportatrice canadienne, mais qui se trouvent en réalité à être reportés, aux termes de l'opinion 256, dans la composante lié au produit du prix de vente des sociétés pipelinières importatrices. Le gaz importé devient donc moins concurrentiel par rapport au gaz américain en raison de la part plus importante de la composante liée au produit dans le prix à deux volets exigible par une société pipelinière américaine.

Les sociétés pipelinières importatrices pourraient choisir d'accepter le risque de ne pas recouvrer tous les frais liés à la demande afférents aux contrats d'exportation, mais en réalité elles ont cherché à renégocier leurs contrats d'importation de gaz afin de transférer, aux frais liés au produit, les composantes de coût relatives aux frais liés à la demande conformément à l'opinion 256. Cette mesure a pour effet de reporter le risque de ne pas recouvrer la totalité des coûts sur les épaules de l'exportateur canadien et d'alourdir les risques financiers du producteur canadien.

En réaction à l'opinion 256, les exportateurs ont modifié les modalités de leurs contrats de vente. Ainsi, un exportateur a ajouté dans le contrat de vente une clause autorisant la renégociation des modalités de vente si la quantité de gaz vendue tombait en dessous du seuil minimal requis pour recouvrer tous les coûts canadiens; d'autres exportateurs ont tenté de convertir les ventes réalisées à l'heure actuelle auprès des sociétés pipelinières en ventes directes auprès des clients des sociétés pipelinières, car ces ventes directes ne sont pas assujetties à la décision de la FERC.

Au nombre des autres mesures réglementaires, la FERC a émis l'ordonnance 451 en juin 1986 et a abrogé en mai 1987 la U.S. Powerplant and Industrial Fuel Use Act. L'ordonnance 451 remplace la myriade de prix-plafonds pour le gaz naturel dit "ancien" (gaz à faible coût encore assujetti à la réglementation des prix) par un prix-plafond national unique de 2,57 $ US le million de Btu, indexable en fonction de l'inflation. Cette ordonnance avait pour objet d'éliminer la rigidité de la tarification du gaz et de faciliter la rentabilisation de la production des gisements plus anciens de gaz. L'ordonnance n'a toutefois pas connu tout le succès voulu, parce qu'elle exigeait des producteurs qui désiraient relever les prix du gaz ancien de mettre aussi sur la table de négociation leurs contrats de "nouveau" gaz à prix élevé. La U.S. Powerplant and Industrial Fuel Use Act avait pour objet de réduire la consommation de produits pétroliers et de gaz naturel et d'encourager un plus grand recours à d'autres combustibles comme le charbon. La loi interdisait notamment l'alimentation primaire des nouvelles centrales et des grosses chaudières industrielles en pétrole ou en gaz naturel. Son abrogation a entraîné un accroissement de la demande du gaz naturel canadien dans les nouveaux projets de centrales. À vrai dire, on s'attend à plusieurs demandes d'exportation de gaz naturel aux fins de son utilisation dans les centrales.

À l'évidence, la situation en matière de réglementation aux États-Unis semble se libéraliser de plus en plus, comme l'indique le nombre de sociétés pipelinières qui ont accepté le statut de réseau libre d'accès, l'augmentation des exportations de gaz naturel canadien depuis le début de 1987 et le grand nombre de solutions de rechange aux services d'approvisionnement par contrats traditionnels à long terme offerts aux fournisseurs et aux acheteurs de gaz. Dans ce nouveau contexte, les exportateurs canadiens devront réagir rapidement à l'évolution du marché, en continuant à offrir une gamme de services de vente à court et à long termes à prix compétitifs, au moyen de ventes directes aux sociétés locales de distribution et aux utilisateurs ultimes, et des ventes traditionnelles aux sociétés pipelinières pour l'approvisionnement de leurs réseaux.

6.5.3 Perspectives d'exportation

Compte tenu de l'orientation de marché, les principaux facteurs qui influent sur les exportations de gaz naturel à long terme aux États-Unis comprennent:

- les coûts d'approvisionnement respectifs à la tête de puits des deux pays;

1. Sous le régime du barème "modifié des coûts fixes/variables", la totalité des coûts variables, du rendement des fonds propres et de l'impôt sur le revenu sont imputés à la composante liée au produit des taux. Les coûts fixes sont imputés à la composante liée à la demande des taux.

- la concurrence qui s'exerce entre divers genres de combustibles, notamment entre le mazout et le gaz naturel;
- les frais de transport des têtes de puits canadiens aux marchés américains, comparativement aux frais de transport des têtes de puits américains aux marchés américains;
- la taille du marché américain du gaz naturel;
- le niveau de l'offre et de la demande de gaz naturel au Canada; et
- toute mesure réglementaire ou gouvernementale qui exerce une discrimination à l'endroit du gaz canadien et américain.

Règle générale, les exportations canadiennes devraient être plus importantes:

- si les coûts d'approvisionnement à la tête de puits au Canada sont moins élevés;
- si le prix du mazout est plus élevé;
- si les frais de transport relatifs aux exportations vers les marchés américains sont plus bas;
- si les frais de transport se rapportant à l'approvisionnement intérieur des États-Unis sont plus élevés;
- si la taille du marché américain du gaz est plus grande;
- si la demande de gaz canadien est plus faible; et
- si l'offre de gaz canadien est plus élevée.

Pour établir ces estimations, nous avons fait appel à une grille d'analyse[1] qui tient compte du caractère particulier de nombreuses sources d'approvisionnement, des marchés régionaux, des autres modes de transport et du comportement des producteurs et des consommateurs. Cet instrument d'analyse dépeint avec précision l'offre et la demande régionales et les liens de transport interrégional dans le but de formuler des prévisions d'exportation à long terme plausibles. Grâce à la grille d'analyse, on évalue la demande; à tous les points de la chaîne d'approvisionnement où il y a concurrence entre les sources d'approvisionnement en gaz elles-mêmes ou entre le gaz et le pétrole, la grille permet de choisir et d'acheminer les volumes le plus efficacement possible afin de diminuer les coûts que doivent subir les consommateurs et de produire les meilleurs revenus possibles pour les propriétaires des ressources. Les propriétaires des ressources commercialisent le gaz en tenant compte de sa valeur à long terme. Nous supposons que les propriétaires des ressources s'attendent aux profils du prix du pétrole et du coût du gaz utilisés dans l'analyse, et la grille établit en outre le coût d'utilisation[2] recouvré dans le prix de chaque source. À compter de 1987, ce modèle d'analyse instaure un équilibre du marché à des intervalles de cinq ans.

La figure 6-9 montre les régions de demande et les régions d'offre, ainsi que les points de jonction des réseaux qui composent tous les éléments de la grille d'analyse.

Cette grille est l'un des nombreux instruments pouvant être utilisés afin d'établir des prévisions concernant les exportations de gaz naturel. Ces prévisions pourraient beaucoup varier selon le modèle employé et les hypothèses retenues quant aux facteurs clés qui influent sur les volumes d'exportation. Une étude à venir issue du Energy Modeling Forum (forum sur les modèles d'analyse énergétique) et qui se rapporte aux marchés nord-américains du gaz naturel illustre clairement cette tendance à la fluctuation[3]. Dans la plupart des modèles de l'étude, la totalité des importations de gaz aux États-Unis (y compris les faibles volumes de l'offre de GNL et du Mexique) se situe entre 0,3 billion à 1,8 billion de pieds cubes en 1990 et 0,4 billion à 2,8 billions de pieds cubes en l'an 2000. Les volumes les plus faibles apparaissent dans deux analyses du "scénario de prix bas du pétrole", tandis que les volumes les plus importants figurent dans deux autres analyses du "scénario de faibles ressources en gaz américain". Comme le montre le tableau 6-8, nos résultats se situent dans cette fourchette, mais ils sont bien en deçà du niveau maximal des importations américaines indiqué par ces autres prévisions.

Nos prévisions se fondent sur une croissance modeste de la demande américaine, que traduisent les principaux éléments de la prévision de base GRI pour la période 1987-2010, publiée en décembre 1987.[4] Si la demande américaine de gaz devait dépasser de beaucoup les chiffres avancés dans la prévision GRI, la demande américaine de gaz canadien pourrait très

---

1. "North American Regional Gas Model", propriété de Decision Focus Inc., Los Altos (Californie).
2. Le chapitre 3.1 donne une explication du "coût d'utilisation".
3. *North American Natural Gas Markets; EMF-9 Summary Report*, Energy Modeling Forum, Stanford University, Stanford (Californie)
4. P.D. Holtberg, T.J. Woods, et A.B. Ashby, *1987 GRI Baseline Projection of U.S. Energy Suppply and Demand to 2010*, Gas Research Institute, Chicago, Illinois, 1987.

Figure 6-9

Modèle nord-américain du gaz naturel
régions d'offre et de demande
et réseaux pipeliniers

Légende

régions de demande
régions d'offre
pipelines
projets pipeliniers
passage de la frontière

1. Ouest canadien
2. Ontario
3. Est du Canada
4. Pacifique Nord-Ouest
5. Californie
6. Centre
7. Sud-Ouest
8. Centre sud-est
9. Centre nord-est
10. Atlantique sud
11. Atlantique n.-e. et mi-Atlantique

Source: Decision Focus International

bien dépasser nos prévisions. Il importe donc de décrire les principaux facteurs sous-jacents à la croissance modeste de la demande américaine dans la prévision de base GRI.

Selon cette prévision, la consommation primaire de gaz naturel aux États-Unis connaît une croissance lente d'environ 0,8 % par année entre 1986 et l'an 2000, et de 0,2 % par année entre les années 2000 et 2010. Les taux de croissance correspondants pour ce qui est de la consommation totale d'énergie se situent à 1 % par année pour les deux périodes. Le gaz naturel perd une partie de son marché au profit du charbon, de l'électricité, des énergies renouvelables et des produits pétroliers bien que, dans ce dernier cas, la perte soit minime.

La prévision de base GRI quant à une croissance modeste de la demande énergétique se fonde sur l'amélioration constante du rendement dans l'utilisation de l'énergie et sur la restructuration des activités économiques en activités moins énergivores.

Jusqu'en 1990, il y a augmentation de la consommation industrielle de gaz, mais une partie de cette augmentation est atténuée du fait d'un déclin prévu dans la consommation de gaz par les services publics d'électricité. Le gros de la croissance entre 1990 et l'an 2000 découle de la demande accrue des services publics d'électricité, de la cogénération commerciale et des services de climatisation. On n'envisage peu de croissance de la consommation de gaz dans les secteurs résidentiel et commercial.

A long terme, la demande de gaz du secteur résidentiel baisse, car les améliorations du rendement des appareils de chauffage et la meilleure isolation des habitations fait plus que compenser l'augmentation prévue des maisons chauffées au gaz.

Toujours d'après la prévision GRI, la consommation du secteur commerciale affiche surtout une hausse dans les régions du Sud et de l'Ouest, là où les besoins de climatisation créeront une vaste marché pour les appareils de climatisation à gaz et la cogénération énergétique.

Le GRI ne prévoit qu'une croissance de 0,4 % par année de la consommation industrielle de gaz entre les années 1986 et 2010. La restructuration continue de l'industrie aura un effet proportionnel plus grand sur la consommation industrielle de gaz que sur les autres combustibles, compte tenu de la consommation de gaz plus importante dans les industries en perte de vitesse.

Pour ce qui est du prix, la prévision du GRI signale que le gaz fera l'objet d'une concurrence rigoureuse de la part du mazout, du charbon et des déchets dans le marché industriel.

Dans nos prévisions, la consommation américaine de gaz, d'après le scénario élevé, passe de 16,2 billions de pieds cubes en 1987 à 18,2 billions de pieds cubes en 1997; elle revient ensuite à 17,3 billions de pieds cubes vers 2007. Dans le scénario bas, la consommation se maintient à 17 billions de pieds cubes de 1992 à 2002, puis redescend à 16,2 billions de pieds cubes vers 2007. Dans l'étude d'EMF, on prévoit que la consommation américaine de gaz se situera entre 14 billions et 21 billions de pieds cubes après l'an 2000, en s'inspirant du scénario de "prix bas du pétrole" et de celui de la "demande élevée", respectivement.

En ce qui concerne l'offre de gaz naturel canadien, nous avons tenu compte des prévisions des ressources et des coûts de l'offre en gaz décrits dans les sections précédentes. L'offre américaine prévue se fonde sur une possibilité dans les 48 États continentaux des États-Unis (sauf l'Alaska) de 550 billions de pieds cubes en sus des 160 billions de pieds cubes des réserves existantes. Les prévisions minimales et les plus vraisemblables de 1986 du Potential Gas Committee (Comité des possibilités du gaz) des États-Unis en fonction des possibilités techniques se situent à 400 billions et à 600 billions environ de pieds cubes, respectivement.

Nous avons utilisé les estimations de coûts de la société Decision Focus Inc. (DFI) pour les diverses catégories de l'offre américaine établies dans la grille d'analyse; les estimations ont été redressées afin de tenir compte des différences dans les coûts de l'offre de gaz entre le scénario bas et le scénario élevé. Pendant la période d'étude, le pourcentage de "gaz profond des 48 États" dans l'offre américaine passe de 8 % à 30 % environ. S'il s'agissait là d'une estimation trop optimiste de la compétitivité du gaz profond américain, les exportations canadiennes pourraient alors connaître une augmentation plus importante que prévu.

En ce qui concerne les tarifs de transport aux États-Unis, nous avons adopté les tarifs de DFI formulés pour les réseaux pipeliniers apparaissant à la figure 6-9. Quant aux tarifs de transport canadien, nos estimations se fondent sur les renseignements les plus récents dont nous disposons et comprennent une réduction annuelle présumée des frais financiers en vertu de la convention TOPGAS jusqu'à la fin du programme, en 1994.

Tableau 6-8

Exportations de gaz naturel canadien aux États-Unis

année [a]	scénario bas		scénario élevé	
	milliards de mètres cubes	milliards de pieds cubes	milliards de mètres cubes	milliards de pieds cubes
1987	28	990	28	990
1992	39	1375	41	1440
1997	39	1370	41	1430
2002	39	1390	39	1390
2007	39	1360	39	1360

Nota: [a] Ce sont les années pour lesquelles le modèle utilisé rend des résultats estimatifs.

L'intégration de tous ces facteurs dans notre analyse nous permet d'établir les prévisions d'exportation qui figurent au tableau 6-8.

Les points les plus intéressants de nos estimations sont les suivants:

- les exportations augmentent rapidement dans les deux scénarios entre 1987 et 1992, puis se stabilisent ultérieurement;
- la part canadienne du marché américain dépasse son niveau de 1987, qui était d'environ 6 %, et grimpe à environ 8 %; et
- au chapitre des volumes d'exportation, il n'y a pratiquement aucun écart entre les deux scénarios.

L'augmentation notable des exportations de gaz canadien et de la part canadienne du marché américain entre 1987 et 1992 est surtout attribuable aux différences des profils de coûts marginaux entre les sources d'offre américaines et canadiennes. Au début de la période d'étude, il en coûte moins cher de fournir les quantités marginales de gaz canadien que de gaz américain. Cette situation découle du fait qu'en général, les sources canadiennes disposent initialement d'un rapport réserves/production plus élevé que les sources américaines. Les fournisseurs américains subissent donc des coûts marginaux lorsqu'ils doivent ajouter des réserves plus rapidement que ne le font les fournisseurs canadiens. Il faut également savoir qu'en 1987, certaines transactions ont pu ne pas se réaliser en raison de problèmes d'accès aux pipelines. Les exportations en 1988 pourraient s'établir à environ 36,8 milliards de mètres cubes (1,3 billion de pieds cubes), soit une hausse de 31 % par rapport au niveau de 1987. Cela laisse supposer que les exportations de 1987 ont peut-être été en deçà des volumes qui auraient pu être exportés si le marché avait été plus libre.

La stabilité des exportations et de la part canadienne du marché après 1992 sont surtout attribuables à deux causes:

- la taille du marché américain oscille à peu de choses près entre 462 milliards et 510 milliards de mètres cubes (16,3 billions à 18 billions de pieds cubes);
- dans l'ensemble, à partir du milieu des années 90, les sources canadiennes ne sont plus en position avantageuse au chapitre des coûts marginaux, comparativement aux sources américaines; les chances d'une pénétration accrue du marché sont donc très minces.

Si les gisements américains étaient moins abondants et plus dispendieux à trouver et à mettre en valeur que nous le supposons, il y aurait de fortes chances que les exportations canadiennes dépassent les niveaux prévus.

Le caractère quasi identique des exportations canadiennes de gaz naturel dans les scénarios bas et élevé découle du fait que nous avons supposé au départ une réduction substantielle du coût de la prospection et de la mise en valeur des gisements de gaz naturel dans le scénario bas, comparativement au scénario élevé. Cette hypothèse fait en sorte que les marchés du gaz naturel des deux pays demeurent beaucoup plus importants que ce qu'ils auraient été si nous n'avions pas autorisé le coût du gaz à s'ajuster au marché énergétique du pétrole à bas prix, qui caractérise le scénario bas. Sans cet ajustement, les fournisseurs canadiens et américains de gaz auraient perdu une part substantielle du marché des consommateurs pouvant passer d'un combustible à un autre au profit du pétrole, ce qui aurait alors eu pour effet de situer les exportations canadiennes du scénario bas dans la gamme des 28 milliards de mètres cubes (un billion de pieds cubes) ou moins.

Il existe de nombreuses opinions diverses sur l'avenir des exportations de gaz naturel canadien aux États-Unis. Pour l'an 2000, elles vont d'un demi-billion à deux billions et demi de pieds cubes (voir l'encadré); la plupart des analystes prévoient que le Canada sera la source principale des importations de gaz des États-Unis.

Gamme des opinions sur les exportations de gaz naturel

	milliards de pieds cubes en 2000
CERI	
élevé	2000
bas	640
Groupe WEFA	1900
DRI	1831
EIA	2500
GRI	1600
EMR	1500
EMF	
élevé	2000
bas	500

Légende:
CERI = Canadian Energy Research Institute, February 1988, Study No. 26, p. 18

Groupe WEFA = Energy, Metals and Minerals, The WEFA Group U.S. Energy Forecast, Summer 1988, p. 7.81

DRI = Data Resources Energy Review, Summer 1988, Volume 12, Number 2, p. 65

EIA = Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 1987, Table A9.

GRI = Gas Research Insights, 1988 Baseline Projection of U.S. Energy Supply and Demand to 2010.

EMR = Énergie, Mines et Ressources Canada.

EMF = North American Natural Gas Markets; EMF 9 Summary Report, Energy Modelling Forum, Stanford University, Standford, Californie, à paraître.

Les marchés régionaux

On trouvera au tableau 6-9 la répartition des exportations par marché régional américain.

Les données régionales contiennent un certain nombre de points intéressants:

- la composition régionale des exportations demeure toujours stable;

- la région du Centre (un regroupement de quatre régions américaines consommatrices de gaz) et la Californie demeurent les destinations les plus importantes pour les exportations du Canada pendant la période d'étude et ce, dans les deux scénarios; le gaz exporté vers ces deux régions totalisent plus de 70 % de nos exportations;

- en 1987, la Californie était la région importatrice la plus importante; à partir de 1992, les exportations de la région du Centre et de la Californie s'équivalent toutefois; cette évolution traduit sans aucun doute les problèmes d'accès aux pipelines et la concurrence plus vigoureuse qui s'est manifestés dans la région du Centre en 1987;

- les importations de la région du Nord-Est, qui étaient de 9 % en 1987, passent à 13 % à partir de 1992; les exportations vers la région Nord-Ouest (Pacifique) augmentent de façon appréciable vers le début des années 90;

- les exportations canadiennes vers la région du Centre connaissent une hausse très nette entre 1987 et 1992; cependant, l'apport canadien dans la consommation totale de gaz sur ce marché se situe aux environs de 4 % à 5 % à partir de 1992, dans les deux scénarios.

Région Nord-Ouest (Pacifique)

En 1987, environ 65 % du gaz naturel consommé dans cette région des États-Unis provenait du Canada et surtout de la Colombie-Britannique. Le plus important exportateur vers cette région est Westcoast et la principale société acheteuse américaine est Northwest Pipeline Corporation (Northwest). Westcoast exporte aussi du gaz à partir de l'Alberta par les installations pipelinières canadiennes de Alberta Natural Gas Company Limited (ANG) et aux États-Unis, par le réseau de Pacific Gas Transmission Company (PGT), qui est interreliée avec celui de Northwest. Il y a également un certain nombre d'autres sociétés exportatrices de gaz vers cette région; la plupart d'entre elles sont des producteurs.

Au début des années 80, les exportations de gaz naturel ont beaucoup baissé sur ce marché à cause de la récession et de la concurrence de l'électricité et du mazout résiduel. Les bas prix actuels du mazout résiduel rendent la pénétration de ce marché difficile pour les exportateurs de gaz naturel.

La capacité de Northwest de livrer du gaz naturel américain dans la région est limitée, car il s'agit là d'une destination située à l'extrémité de son réseau. Par conséquent, le gaz canadien y trouve un marché qui est moins sensible à la concurrence du gaz américain à faible coût, mais il demeure exposé à la concurrence du mazout résiduel à haute teneur en soufre. Si le gaz canadien doit conserver et accroître sa part du marché, il faudra que ses prix soient compétitifs par rapport à ceux du mazout rédiduel, surtout maintenant que Northwest est un transporteur à libre accès en vertu de l'ordonnance 500 de la FERC.

À cause de la proximité de ce marché et de l'ample capacité pipelinière canadienne, les exportateurs du Canada sont bien placés pour desservir ce marché. Nous nous attendons à ce que le gaz canadien accroisse sa part du marché d'ici à 1992 à environ 88 % et que

Tableau 6-9

Composition des exportations de gaz naturel canadien par régions de demande des États-Unis

milliards de pieds cubes

scénario bas

régions	PNR	%[a]	CAL	%[a]	CTR	%[a]	NE	%[a]	total	%[a]
1987	151,8	65	478,0	28	269,7	2	89,7	4	989,2	6
1992	214,0	88	506,0	27	482,0	4	173,0	9	1375,0	8
1997	213,0	88	492,0	25	487,0	4	176,0	9	1368,0	8
2002	216,0	88	488,0	24	512,0	5	175,0	9	1391,0	8
2007	217,0	88	482,0	24	486,0	5	176,0	10	1361,0	8

scénario élevé

régions	PNR	%[a]	CAL	%[a]	CTR	%[a]	NE	%[a]	total	%[a]
1987	151,8	65	478,0	28	269,7	2	89,7	4	989,2	6
1992	211,0	88	500,0	27	549,0	5	182,0	8	1442,0	8
1997	218,0	88	491,0	23	539,0	5	183,0	8	1431,0	8
2002	223,0	88	489,0	23	504,0	4	174,0	8	1390,0	8
2007	227,0	88	488,0	23	466,0	4	180,0	9	1361,0	8

Nota: [a] Le pourcentage représente l'offre canadienne exprimée en pourcentage de la consommation régionale américaine de gaz naturel.

Légende: PNR = régions de demande du Pacifique, du Nord-Ouest et des Rocheuses.
CAL = Californie.
CTR = régions de demande du Centre nord-ouest, du Centre sud-ouest, du Centre nord-est et du Centre sud-est.
NE = régions de demande de la Nouvelle-Angleterre, de New York et mi-Atlantique.

ses ventes annuelles avoisinent les 6 milliards de mètres cubes (215 milliards de pieds cubes).

Californie

La Californie est le plus grand marché individuel pour les exportations de gaz naturel canadien, puisqu'il en a absorbé environ 50 % en 1987. Le gaz canadien, produit en grande partie en Alberta, représente approximativement 25 % du gaz consommé en Californie.

Le principal exportateur canadien est la société A&S et l'importateur américain, PGT. L'acheteur ultime du gaz est Pacific Gas and Electric Company (PG&E), important service public de San Francisco desservant la moitié nord de l'État et propriétaire de A&S et de PGT.

La société Pan-Alberta exporte de grandes quantités de gaz grâce au tronçon ouest du réseau Foothills. Le gaz emprunte d'abord le tronçon de Foothills Pipeline (Yukon) Limited et celui de la Corporation albertaine NOVA. Il pénètre ensuite le réseau d'ANG puis celui de PGT (comme le font le gaz de Westcoast et de la société A&S). Le gaz passe ensuite dans le réseau de PGT avant d'atteindre

celui de Northwest où par substitution, des volumes équivalents sont mis à la disposition de la société El Paso Natural Gas Company (El Paso) qui en assure ensuite la livraison à Southern California Gas Company (SoCal). Les exportations de Pan-Alberta vers ce marché ont atteint chaque année depuis plus de trois ans les niveaux autorisés. Westcoast et plusieurs autres producteurs ont commencé à intervenir sur le marché du disponible de la Californie au cours de la dernière année.

La demande de gaz naturel en Californie a baissé ces dernières années à cause de l'abondance de l'hydroélectricité et de la mise en service des centrales nucléaires de Diablo Canyon et de San Onofre. Cette baisse semble maintenant s'être stabilisée et on s'attend à ce que la demande de gaz naturel connaisse une légère croissance au cours de la période d'étude.

La principale concurrence à laquelle se heurte le gaz canadien dans le nord comme dans le sud de la Californie est celle du gaz américain au comptant et du gaz de réseau fournis par El Paso, surtout en provenance du Texas et du Nouveau-Mexique. El Paso vend son propre gaz à SoCal et à PG&E en vertu de contrats à long terme et transporte le gaz que d'autres producteurs vendent à ces deux services publics grâce à un système d'appels d'offres mensuels sur le marché du disponible. Outre le gaz qu'ils vendent en vertu de contrats à long terme, les exportateurs canadiens ont joué un rôle actif sur le marché mensuel du disponible et ils ont réussi à conserver leur part du marché malgré la vigueur de la concurrence. Par ailleurs, on signale que PGT deviendra un transporteur à libre accès en vertu de l'ordonnance 500, ce qui devrait améliorer l'accessibilité du gaz canadien vendu à court terme sur ce grand marché en période de capacité excédentaire.

Nous prévoyons que la Californie continuera d'être l'une des destinations les plus importantes des exportations canadiennes de gaz parce que les conditions qui ont amené cette situation par le passé devraient se maintenir au cours de la période d'étude. Si l'on tient compte des frais de transport par pipeline supposés dans l'analyse sur les volumes de gaz, il en coûte moins cher en transport au Canada pour alimenter la Californie en gaz que pour desservir certains marchés du Centre et de l'Est des États-Unis. La Californie est donc le marché américain le plus à la portée économique des exportateurs canadiens.

Les grandes ressources les plus rapprochés de la Californie sont celles des bassins de l'Ouest canadien, de l'Anadarko et permien. Pendant la période d'étude, le taux de croissance des coûts d'approvisionnement par unité marginale d'addition aux réserves ne varie pas beaucoup entre ces trois régions. La part canadienne du marché n'augmente donc pas.

Il existe un autre point de vue quant au rôle que peut jouer le Canada sur le marché de la Californie. Selon ce point de vue, la part canadienne du marché devrait à la longue connaître une croissance plus forte que ne l'indiquent nos prévisions. La question à savoir quel point de vue correspond le plus étroitement à la réalité dépend de l'analyse que l'on fait de l'offre future en gaz aux États-Unis. Dans le portrait que nous avons brossé des ressources gazières américaines (d'après les prévisions du Potential Gas Committee des États-Unis), l'approvisionnement à partir des bassins permien, de l'Anadarko et des montagnes Rocheuses connaît une croissance plus importante, comparativement à l'approvisionnement provenant de la côte du Golfe, que ce qui peut se produire si l'on en croit un autre point de vue relatif aux possibilités concernant les ressources régionales américaines. La côte du Golfe est plus éloignée de la Californie que les bassins permien et de l'Anadarko. Moins élevées sont les réserves potentielles à proximité du marché par rapport aux ressources plus éloignées, meilleures sont les chances pour les exportateurs de gaz naturel canadien de pénétrer ce marché.

Il est par ailleurs possible que les volumes de gaz exporté augmentent si on construit un ou plusieurs des pipelines proposés devant alimenter les projets de récupération assistée de pétrole dans le centre de la Californie ou si PGT réalisait son projet d'agrandissement de son pipeline à partir du Canada.

Région du Centre

La région du Centre est la plus grande consommatrice de gaz naturel des États-Unis et la seconde de nos marchés à l'exportation. En 1987, 27 % de nos exportations lui étaient destinées.

En dépit du fait que cette région consomme des volumes importants de gaz canadien, notre part de cette consommation ne s'élevait qu'à environ 2,5 % en 1987. L'est de la région se caractérise par une consommation résidentielle et industrielle importante. La concurrence du mazout résiduel à faible teneur en soufre est intense dans le secteur industriel. L'ouest de la région a une charge industrielle moins importante qui se heurte à la concurrence du mazout résiduel à haute teneur en soufre et du char-

bon. La consommation de gaz, qui a diminué depuis quelques années, est en voie de stabilisation, grâce à la disponibilité accrue de gaz offert à des prix compétitifs.

À partir d'Emerson, au Manitoba, TransCanada achemine du gaz naturel d'Alberta à un certain nombre de sociétés pipelinières des États-Unis, soit Great Lakes Gas Transmission Company, Midwestern Gas Transmission Company, ANR Pipeline Company et Natural Gas Pipeline Company of America, ainsi qu'à plusieurs services publics de distribution. Les exportations de Pan-Alberta à partir de Monchy, en Saskatchewan, passant par le tronçon est du réseau de Foothills, puis par celui de Northern Border Pipeline Company, sont livrées directement ou sous forme d'échanges à trois sociétés pipelinières américaines: Northern Natural Gas Company, Panhandle Eastern Pipeline Company et United Gas Pipeline Company. Consolidated Natural Gas Limited et ProGas Limited vendent également du gaz canadien en passant par Emerson et Monchy. En juillet 1987, on a commencé à vendre du gaz sur le marché du disponible des États-Unis grâce à une entente en vertu de laquelle United a convenu de libérer sa capacité pipelinière ferme non utilisée sur le réseau de Northern Border et sur son propre réseau afin que Pan-Alberta y ait accès. D'autres producteurs canadiens ont aussi commencé à intervenir sur le marché du disponible depuis décembre 1987, soit après que Northern Border soit devenu un transporteur libre d'accès.

La société ICG Transmission Holdings Limited exporte du gaz en petites quantités à partir de Sprague, au Manitoba, et en réimporte à Rainy River, en Ontario. Ce gaz est distribué à plusieurs collectivités de l'Ontario et le reste est ensuite exporté à partir de Fort Frances, en Ontario, pour alimenter quelques petites localités du nord-ouest du Minnesota, ainsi que Boise Cascade, une usine de pâtes et papiers à International Falls, au Minnesota. Au cours des dernières années, le charbon et le bois ont conquis environ la moitié de ce marché.

Les perspectives d'une reprise du marché sont limitées en raison de la désertion de l'industrie au profit des États du Sud et de l'Ouest et des efforts d'économie d'énergie au cours des dix dernières années, mais les exportations canadiennes ont néamoins connu une recrudescence, surtout attribuable à l'entente Pan-Alberta/United, à la transformation de Northern Border en transporteur à libre accès en décembre 1987 et à des prises plus importantes faites par certains clients pipelinières. Il subsiste toutefois encore une grande capacité excédentaire chez les pipelines américains qui desservent la région, ce qui a fourni aux producteurs et aux intermédiaires américains un débouché naturel pour leurs excédents, faisant ainsi de cette région le marché du gaz le plus compétitif de tout le pays.

Selon nos prévisions, la part canadienne du marché, qui était de 2,5 % en 1987, passera à environ 4 % en 1992, les exportations annuelles atteignant des niveaux situés entre environ 14 milliards et 16 milliards de mètres cubes (480 milliards et 550 milliards de pieds cubes) vers 1992, d'après les scénarios bas et élevé, respectivement.

Région du Nord-Est

La région du Nord-Est ne consomme que 14 % du gaz naturel aux États-Unis, mais sa demande augmente sans cesse et a grimpé de près de 30 % au cours des dix dernières années.

Le gaz naturel canadien ne compose à l'heure actuelle que 4 % du gaz consommé dans la région. On s'attend à ce que l'apport canadien passe à environ 8 % ou 9 %, soit 5 milliards de mètres cubes (175 milliards de pieds cubes) par année d'ici à 1992.

Le gaz naturel est exporté dans le Nord-Est à Niagara Falls, en Ontario, par Esso (en vertu d'une licence précédemment détenue par Sulpetro), qui alimente TEMCO, par TransCanada, qui alimente Boundary Gas Incorporated, et par KannGaz qui dessert Tennessee Gas Pipeline Co. Certaines des exportations de ProGas à partir d'Emerson, au Manitoba, parviennent jusqu'à cette région dans le cadre d'ententes de substitution avec les sociétés pipelinières américaines.

En outre, Niagara Gas Transmission Limited exporte à partir de Cornwall, en Ontario, du gaz destiné au comté de St. Lawrence dans le nord de l'État de New York; TransCanada exporte dans le nord du Vermont, par Philipsburg, au Québec. Ces marchés frontaliers sont surtout résidentiels et commerciaux et la charge dépend beaucoup de la température. La principale concurrence vient du mazout et dans une certaine mesure, du bois.

À cause de sa position géographique à l'extrémité du réseau pipelinier interétatique des États-Unis, le Nord-Est paie en général son gaz plus cher et est plus fréquemment soumis à des réductions d'approvisionnement que toute autre région. Le marché du gaz y est aux deux tiers résidentiel et commercial; le dernier tiers est exposé à la

concurrence du mazout résiduel à faible coût. On croit qu'il existe, pour le chauffage, une importante demande domestique éventuelle qui pourrait être satisfaite grâce à l'infrastructure de distribution actuelle, mais ne l'est pas à cause de l'absence d'un approvisionnement garanti en hiver. En outre, dans cette région, une quantité importante d'électricité est fournie par des centrales au mazout qui pourraient être converties au gaz si le prix de celui-ci était compétitif. Enfin, il faudra de nouvelles centrales dans les années 90, dont plusieurs pourraient être alimentées au gaz. La consommation de gaz dans le secteur de la production d'électricité est toutefois exposée à la concurrence du pétrole, cette concurrence étant fonction des rapports futurs entre les prix du gaz et ceux du pétrole, ainsi que des capacités de manutention du combustible mises en place.

Au cours des deux dernières années, plusieurs nouveaux développements sont survenus sur ce marché régional. En 1987, l'ONE a approuvé trois projets d'exportation destinés aux marchés du Nord-Est. Les exportations de Shell Canada à Granite State Gas Transmission ont commencé à alimenter le Maine et le New Hampshire vers la fin de l'année, grâce notamment à la conversion, en gazoduc, d'une canalisation de l'oléoduc Portland-Montréal. Un contrat de vente entre ProGas et Ocean State Power doit entrer en vigueur en 1989; le gaz servira à alimenter une nouvelle centrale du Rhode Island. Enfin, le groupe Alberta Northeast a obtenu des licences d'exportation pour desservir les sociétés de distribution qui approvisionnent les marchés de la Nouvelle-Angleterre et des États de New York et du New Jersey; l'approvisionnement se fera par le truchement de nouvelles installations que doit construire Iroquois Gas Transmission System, l'un des demandeurs dans les délibérations générales (c'est-à-dire la "saison de dépôt des demandes") de la FERC sur le Northeast Pipelines Project, et portant sur de nouveaux projets d'approvisionnement en gaz du marché du Nord-Est.

La FERC a entamé ses délibérations sur le sujet. On estime pour l'instant que ces délibérations prendront du temps. Il est donc peu probable que de nouveaux volumes importants fassent leur apparition sur ce marché avant le début des années 90.

Pendant la période d'étude et dans les deux scénarios, la consommation de gaz dans le Nord-Est des États-Unis est relativement stable. Cette situation découle de deux facteurs compensatoires : comme nous l'avons mentionné plus haut, la demande des marchés résidentiel et commercial augmente, mais les marchés industriel et des services publics pouvant adopter d'autres formes d'énergie accusent une baisse de la demande à partir du milieu des années 90, tandis que le prix du gaz se heurte à une concurrence de plus en plus vigoureuse de la part du pétrole.

L'approvisionnement de la Nouvelle-Angleterre provient surtout:

- de la côte du Golfe, via la région sud de l'Atlantique;
- des Appalaches;
- de l'Anadarko, via la région du Centre nord-est;
- des importations de GNL; et
- des importations de l'Ouest canadien via l'Ontario.

Pendant la période d'étude, dans les deux scénarios, l'apport de l'Anadarko et de la côte du Golfe sur le marché du Nord-Est subit une baisse, tandis que celui des Appalaches augmente. La pénétration de GNL est relativement moins importante dans le scénario bas que dans le scénario élevé; c'est parce que nous n'avons pas redressé les coûts d'offre de GNL à la baisse dans le scénario bas, comme nous l'avons fait pour les autres coûts d'approvisionnement. Si les coûts de GNL avaient eux aussi été redressés à la baisse, il est fort probable que les exportations canadiennes vers cette région auraient été moindres.

À l'heure actuelle, la capacité canadienne d'approvisionnement direct, par pipeline, du marché du Nord-Est s'établit à environ 3,7 milliards de mètres cubes (130 milliards de pieds cubes) par année. Selon notre analyse, ce marché d'exportation peut vraisemblablement atteindre 5 milliards de mètres cubes (175 milliards de pieds cubes) par année ou davantage. Le Nord-Est peut donc absorber une capacité supplémentaire. Toutefois, il se peut que le moyen le plus économique de desservir ce marché consiste à l'alimenter indirectement à partir de l'Ouest canadien grâce à des ventes de substitution le long des points de jonction des pipelines américains. La présente analyse n'a pas pour objet d'établir les mérites économiques de moyens concurrentiels pour accroître la capacité de transport. Nous indiquons ici seulement la possibilité d'un besoin au niveau global.

6.5.4 Observations finales sur les exportations

Nos prévisions concernant les exportations du gaz naturel s'inscrivent dans l'éventail plutôt large de prévisions récentes, qui supposent la présence d'un marché où la

concurrence peut s'exercer. Le facteur le plus important qui contribuerait à l'augmentation de nos exportations bien au-delà de nos prévisions, d'après le scénario élevé, a trait aux ressources en gaz américain relativement moins abondantes et plus coûteuses que ce que nous avons supposé dans le présent rapport. Il se peut par ailleurs que les prévisions de notre scénario bas soient trop optimistes, dans la mesure où les coûts dans l'industrie du gaz naturel pourraient moins réagir aux fluctuations du prix du pétrole que nous l'avons dépeint.

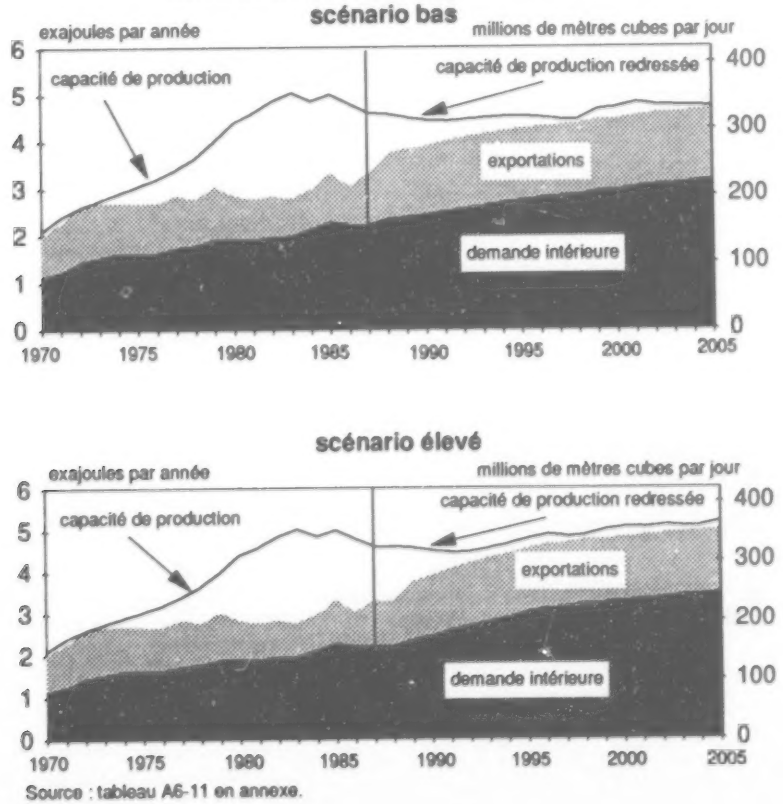
Le volume des exportations influe sans nul doute sur les prix et la demande du gaz naturel au Canada. Lorsque les exportations augmentent, les ressources canadiennes sont davantage sollicitées, ce qui fait grimper les prix du gaz naturel. Toutefois, en pourcentage, la hausse des prix est inférieure à la hausse des exportations. À mesure que le prix augmente, la demande baisse; mais, en pourcentage, la baisse de la demande est inférieure à la hausse du prix. Somme toute, en pourcentage, une augmentation des exportations provoque une baisse beaucoup moins importante de la demande canadienne. L'effet initial des fluctuations, faibles en pourcentage, des prévisions d'exportation sur la demande énergétique canadienne peut donc être marginal. Les incidences peuvent se faire sentir ultérieurement, lorsque l'offre devient de plus en plus coûteuse.

6.6 Observations finales

Dans la présente section, nous résumons nos conclusions de notre analyse des marchés nord-américains du gaz, et nous présentons les principales incidences de cette analyse.

Comme nous l'avons indiqué au chapitre 3, nous nous sommes fondés, en utilisant un processus d'itération, sur nos analyses de l'offre et de la demande afin de déterminer les prix du marché pour le gaz naturel qui produisent un marché en équilibre. La figure 6-10 illustre

Figure 6-10
Offre et demande de gaz naturel



Source : tableau A6-11 en annexe.

nos prévisions de l'offre et de la demande totales, selon cette démarche. Les capacités totales de production indiquées ont été redressées pour tenir compte de la capacité inutilisée auparavant. La demande totale est ventilée en demande intérieure et demande à l'exportation.

Selon nos prévisions, il y aura une offre excédentaire de gaz naturel du début au milieu des années 90, même si les additions aux réserves demeurent peu élevées jusqu'à cette époque, en raison des prix relativement faibles du gaz. Pour le reste de la période des prévisions, les forces du marché équilibreront à peu près l'offre et la demande. Les rapports réserves/production pour le bassin sédimentaire de l'Ouest, qui sont d'environ 22 actuellement, diminuent et atteignent entre 11 et 12 en 2005.

Dans les scénarios bas et élevé, la demande croîtra à peu près régulièrement pendant la période des prévisions, tandis que l'offre fluctuera légèrement, car l'augmentation de la capacité de production aura tendance à être plus en bloc que l'augmentation de la demande, ceci étant particulièrement vrai pour l'offre de gaz provenant des régions pionnières. La demande intérieure passera d'environ 2 exajoules par année en 1987 à 2,9 exajoules par année dans le scénario bas, et à 3,2 exajoules par année dans le scénario élevé, d'ici à 2005. Les exportations qui sont actuellement d'environ 1,3 exajoule par année passent à 1,5 exajoule par année, dans les deux scénarios.

Les prévisions de l'offre et de la demande dans le scénario bas ne diffèrent pas beaucoup de celles du scénario élevé, en grande partie parce que nous avons supposé dans le scénario bas que les coûts d'offre seraient moindres. Dans le scénario bas, les prix du pétrole augmenteront, en l'an 2005, à environ 66 % de ceux qui sont prévus selon le scénario élevé, tandis que les coûts du gaz naturel, selon le scénario bas, seront à environ 65 % de ceux prévus d'après le scénario élevé, pendant la période des prévisions. Par conséquent, le gaz est à peu près aussi compétitif que le pétrole dans les deux scénarios pendant les dernières années de la période d'étude. Des coûts du gaz plus élevés dans le scénario bas réduiraient la demande intérieure et la demande à l'exportation et aboutiraient à un plus grand écart entre les prévisions des deux scénarios.

À la section 6.3, nous avons conclu que l'industrie sera capable d'effectuer les forages exploratoires nécessaires pour assurer l'offre totale indiquée à la figure 6-10. Cette conclusion est fondée sur nos prévisions des coûts et du rythme d'augmentation des réserves, ces deux données dépendant de façon cruciale de l'importance des ressources de gaz naturel non encore découvertes. Nos prévisions sont fondées sur un potentiel technique ultime de 225 exajoules pour le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Toutefois, une grande incertitude entoure l'estimation de ces ressources. En effet, les estimations de la Commission géologique du Canada (CGC) vont de 185 exajoules, dans un scénario de haute probabilité de découvertes, à plus de 300 exajoules, dans un scénario de faible probabilité de découvertes. WGML estime que ce bassin renferme plus de 300 exajoules.

Dans notre rapport d'octobre 1986, nous avions estimé que le potentiel ultime (économique) du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien se situait quelque part entre 170 et 200 exajoules, comme nous l'avions déjà indiqué également dans le rapport de septembre 1984. Pour établir nos prévisions des additions aux réserves, nous avions alors fixé la valeur moyenne, soit 185 exajoules, comme restriction à la quantité de gaz qui aurait pu être ajoutée aux réserves pendant la période d'étude. Dans le présent rapport, nous utilisons un potentiel technique ultime de 225 exajoules pour établir nos prévisions des additions aux réserves (d'après les estimations de la CGC). À la section 6.3, nous avons estimé que le potentiel économique ultime correspondant serait d'environ 205 exajoules. Depuis la fin de 1986, 135 exajoules ont été découverts.

Nos prévisions du rapport entre les coûts de l'offre et le potentiel en ressources du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien sont illustrées par les courbes des coûts nets directs marginaux[1] à la figure 6-11. Les trois courbes illustrées dans cette figure représentent des potentiels techniques ultimes de 225, 215 et 205 exajoules, ce qui correspond à des potentiels économiques ultimes d'environ 205, 195 et 185 exajoules, respectivement. La figure indique que les coûts augmentent rapidement lorsque les ressources seront en voie d'épuisement, et que plus le potentiel est faible, plus les additions aux réserves coûtent cher, à chaque palier des "réserves établies initiales". Par exemple, pour des réserves établies initiales de 190 exajoules (soit à peu près le niveau que nous prévoyons pour 2005), le coût marginal net dans le scénario élevé serait de 6,10 $ CAN le gigajoule si le potentiel technique était de 205 exajoules comparativement à 4,15

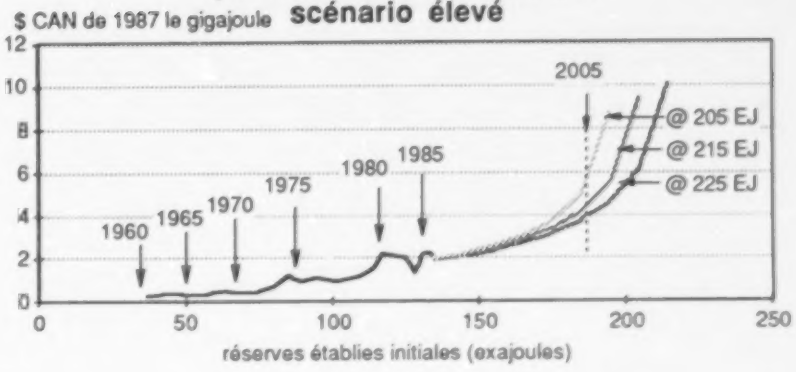
1. Comprenant la valeur des sous-produits, mais non les frais d'utilisation.

$ CAN par gigajoule si le potentiel technique était de 225 exajoules.

Si, pour le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, nous utilisons un potentiel inférieur à la valeur de 225 exajoules sur laquelle nous fondons nos prévisions, les coûts de l'offre future seraient plus élevés que ceux que nous prévoyons. Nous estimons qu'une réduction du potentiel technique ultime supposé à 215 exajoules aurait seulement un effet mineur sur les coûts de l'offre, les prix et l'équilibre de l'offre et de la demande pendant la période d'étude. Toutefois, cet effet s'accentue lorsque le potentiel technique ultime supposé diminue. Dans le cas d'un potentiel technique ultime de 205 exajoules, ce qui correspond à l'estimation du potentiel économique que nous avons utilisée en 1986, les coûts de l'offre seraient beaucoup plus élevés, et le marché du gaz beaucoup plus faible que ce que nous avons prévu.

Figure 6-11

Coûts directs marginaux nets du gaz naturel pour différentes hypothèses de potentiel technique ultime



Chapitre 7

Pétrole brut et équivalents

Dans ce chapitre, nous étudions les ressources pétrolières du Canada et dans quelle mesure elles peuvent répondre à la demande intérieure de produits pétroliers pendant la période des prévisions, dans diverses conditions économiques. Nous commençons par passer en revue les diverses composantes du capital-ressources en pétrole qui sous-tendent nos prévisions de l'offre. Nous examinons ensuite l'offre de pétrole brut classique tiré des réserves établies et des additions aux réserves, l'offre de pétrole brut synthétique et de bitume provenant des gisements de sables pétrolifères, et l'offre de pentanes plus tirés du gaz naturel. Ensuite nous examinons les perspectives de production du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort et des zones au large de la côte est. Après avoir passé en revue l'offre totale de pétrole brut et équivalents, nous examinons la demande de produits pétroliers et les besoins en charges d'alimentation des raffineries. Nous passons ensuite à l'examen des bilans de l'offre et de la demande pour le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd, et de la question connexe des importations et exportations de pétrole brut et des produits pétroliers. Nous concluons ce chapitre par une discussion de certaines incidences de nos prévisions sur les principaux oléoducs du Canada et des incidences d'autres hypothèses.

7.1 Ressources

Le capital-ressources en pétrole brut du Canada comprend toutes les sources d'approvisionnement en pétrole brut, tant les ressources classiques que les ressources non classiques. Les ressources non classiques comprennent le bitume provenant des gisements de sables pétrolifères, le schiste bitumineux et le charbon utilisé comme charge d'alimentation pour les usines de liquéfaction. La liquéfaction du charbon est étudiée au chapitre 9; nous n'avons pas identifié spécifiquement les ressources en charbon à ce sujet. Les ressources en schiste bitumineux du Canada sont de faible importance et il est peu probable qu'elles seront viables économiquement durant la période des prévisions envisagée dans le rapport. En conséquence, dans ce chapitre, nous limitons notre étude au pétrole brut classique et au bitume.

Dans cette section, nous examinerons nos prévisions des ressources techniquement récupérables de pétrole brut classique et de bitume. Seule une partie des ressources techniquement récupérables peut être exploitée de manière rentable dans des conditions économiques définies, et on les appelle ressources économiquement récupérables. La différence entre ressources techniquement récupérables et ressources économiquement récupérables peut être considérable. Par exemple, la mise en valeur des ressources des régions pionnières ne peut se faire qu'à un coût relativement élevé et seuls les champs les plus riches sont susceptibles d'être développés.

Dans notre analyse de l'offre, nous estimons les additions aux réserves qui sont ajoutées aux réserves établies pendant la période des prévisions et non le potentiel ultime économique lié au prix filet, sauf en ce qui concerne le pétrole brut classique dans les régions traditionnelles pour lequel nous avons estimé les deux.

Ressources techniquement récupérables de pétrole brut classique et de bitume

Les estimations des quantités de pétrole brut qui pourraient se révéler techniquement récupérables peuvent varier considérablement, bien que la fourchette des estimations se retrécira à mesure que l'exploitation continue et la production fournissent plus de renseignements. Le développement de nouvelles technologies et l'augmentation des connaissances géologiques peuvent modifier considérablement les estimations à l'avenir. Un nombre d'organismes ont fait des estimations des ressources qui nous permettent de mieux connaître actuellement les ressources récupérables :

- Pour les estimations des ressources de pétrole brut classique, nous avons complété les estimations publiées par la Com-

mission géologique du Canada (CGC) et l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC) avec nos propres estimations des ressources en pétrole brut lourd classique et du potentiel de récupération assistée des réserves établies.

- Pour les estimations des ressources en bitume, nous nous sommes fondés sur les informations publiées par l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta (OCREA).

Pétrole brut classique

Les ressources en pétrole brut classique se trouvent dans les régions productrices traditionnelles et dans les régions pionnières. Les ressources des régions traditionnelles se trouvent presque entièrement dans l'Ouest canadien avec de petites quantités dans l'Est du Canada, principalement dans le sud-ouest de l'Ontario.

Le tableau 7-1 fournit les estimations de la production cumulative, des réserves établies restantes (les ressources découvertes dans les régions pionnières où il n'y a pas encore d'exploitation commerciale) et le potentiel technique restant. Ensemble, ces composantes fournissent une estimation des ressources ultimes techniquement récupérables. Ces estimations ont été recueillies auprès de sources diverses; nous avons utilisé le cas échéant les valeurs médianes. Les ressources ultimes peuvent se révéler, bien sûr, plus élevées ou plus faibles. Les estimations plus faibles ont plus de probabilité de se révéler justes; les estimations plus élevées ont une plus faible probabilité de se concrétiser.

Tableau 7-1

Estimations des ressources fin de l'année 1987

(millions de mètres cubes)

	production cumulative [1]	réserves établies restantes[b] [2]	potentiel technique restant [3]	ressources ultimes techniquement récupérables [4]=[1]+[2]+[3]
pétrole brut classique				
Ouest canadien[a]	1958	730	1441 [c]	4129
Est du Canada	10	1	37 [d]	48
total	1968	731	1478	4177
régions pionnières	-	523 [e]	4045	4568 [d]
bitume[f]				
projets miniers	133	5167 [g]	4700	10000
projets in situ	22	62	38916	39000
total	155	5229	43616	49000

Nota: [a] Les estimations pour l'Ouest du Canada sont établies à la fin de 1986.
[b] Les estimations présentées pour les régions pionnières concernent les ressources découvertes. Les ressources découvertes sont estimées à partir des quantités de pétrole brut ou de gaz naturel potentiellement récupérables à partir de gisements connus, mais dont la viabilité économique est incertaine. Les ressources découvertes d'un gisement seront incluses dans les réserves établies quand les plans de développement auront atteint un stade où ces ressources pourront être considérées comme une source sûre d'approvisionnement.
[c] Source: CGC, Rapport 87-26, 1987 pour le pétrole brut léger seulement; ONE pour le pétrole brut lourd et la récupération assistée.
[d] Source: CGC, Rapport 83-31, 1984.
[e] Rapport annuel de l'APGTC, 1987.
[f] Source: OCREA, Rapport 87-18, 1988.
[g] Seulement 511 millions de mètres cubes sont associés aux deux installations minières existantes.

Dans l'Ouest canadien, presque la moitié des ressources techniquement récupérables ont été produites (comparer les colonnes 1 et 4) et le potentiel des additions aux réserves représente environ le double des réserves établies restantes actuelles (comparer les colonnes 3 et 2). Dans les régions pionnières, la situation est très différente. Il n'y a pas eu pratiquement aucune production jusqu'ici et seulement environ 10 % des ressources ultimes techniquement récupérables estimées ont été découvertes (comparer les colonnes 2 et 4).

Le tableau 7-2 donne le détail des ressources découvertes et du potentiel technique restant des régions pionnières.

Des quelque 25 découvertes faites dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort et 15

Tableau 7-2

Régions pionnières
fin de l'année 1987
(millions de mètres cubes)

	ressources découvertes	potentiel technique restant
delta du Mackenzie et mer de Beaufort	253	1211
Grands Bancs et mer du Labrador	181	1552
zone au large de la Nouvelle-Écosse	23	295
archipel Arctique	66	807
autres régions	0	180
total	**523**	**4045**

Source: CGC, Publication 83-31, 1984 et rapport annuel de l'APGTC, 1987.

découvertes faites dans la zone au large de la côte est, deux importantes découvertes sont à signaler: le champ Amauligak dans la mer de Beaufort et le champ Hibernia à l'est de Terre-Neuve. Chacun d'eux a des réserves de l'ordre de 80 à 100 millions de mètres cubes. D'autres découvertes de moindre importance, atteignant jusqu'à 30 millions de mètres cubes environ, ont été faites dans ces régions.

Bitume

Le bitume est une composante, d'importance croissant, de l'offre de pétrole brut au Canada. On le trouve surtout dans trois grands gisements dans la partie nord de l'Alberta (Athabasca, Peace River et Cold Lake), dont chacun pose des problèmes particuliers d'extraction. Le bitume est un hydrocarbure si visqueux qu'à l'état naturel, il ne s'écoule pas du gisement jusqu'à un puits de forage.

L'OCREA estime le volume de bitume initial en place à 400 000 millions de mètres cubes. Environ 24 000 millions de mètres cubes sont dans des zones où les gisements sont suffisamment peu profonds pour qu'on puisse en faire l'extraction à ciel ouvert. Dans ces régions, selon l'OCREA, on pourrait récupérer éventuellement 10 000 millions de mètres cubes, soit 42 %. Des 376 000 millions de mètres cubes contenus dans les gisements qui ne sont pas susceptibles d'être exploités à ciel ouvert, l'OCREA estime que 39 000 millions de mètres cubes ou 10 % pourront être finalement récupérés.

Des trois gisements mentionnés, le gisement d'Athabasca, à 400 km au nord d'Edmonton, est le plus grand. Il renferme le bitume le plus visqueux, mais il a été le premier gisement à être exploité parce que 17 % environ du bitume qu'il renferme pourrait être extrait à ciel ouvert. Deux importantes usines d'extraction (les usines de Suncor et de Syncrude) fonctionnent actuellement et leur production cumulative était de 133 millions de mètres cubes au 31 décembre 1987. Les sables pétrolifères sont récupérés dans des mines à ciel ouvert, le bitume et le sable sont séparés par un procédé utilisant de l'eau chaude, et après valorisation du bitume par des procédés de raffinage, on obtient du pétrole brut léger synthétique. Le tableau 7-1 montre la production cumulative et les réserves établies restantes. Des 5167 millions de mètres cubes des réserves existantes, seulement 500 millions de mètres cubes environ, associés aux deux installations minières existantes, sont mises en valeur activement.

En vue de récupérer le bitume des régions où le mort-terrain est trop épais pour permettre l'extraction à ciel ouvert, mais en même temps assez épais pour supporter la pression de liquides injectés, on utilise l'injection de vapeur pour élever la température du gisement et réduire ainsi la viscosité du bitume. Le pétrole peut alors s'écouler jusqu'à un puits de forage et être pompé jusqu'à la surface. Cette méthode de récupération *in situ* a été mise en oeuvre avec succès dans plusieurs projets. Cependant, de tels projets ne permettent actuellement d'exploiter qu'une faible partie des gisements de bitume du Canada, et la production cumulative de ces projets et des nombreux projets-pilotes qui permettent d'évaluer les techniques de récupération avant que ne commence l'exploitation à l'échelle commercielle, ne se chiffrait qu'à 22 millions de mètres cubes au 31 décembre 1987.

La plus grande partie de la production commerciale *in situ* provient du gisement de Cold Lake à 200 km au nord-est d'Edmonton. Ici, le bitume a une viscosité assez faible pour permettre l'injection efficace de vapeur. Le bitume est aussi extrait commercialement du gisement de Peace River, à environ 200 km au nord-ouest d'Edmonton,

mais ici, comme le bitume est plus visqueux, la vapeur est injectée dans un mince aquifère sous-jacente au bitume d'où elle remonte graduellement pour chauffer le bitume.

7.2 Réserves établies restantes de pétrole brut classique

Les réserves établies représentent la partie des ressources économiquement récupérables qui ont été découvertes. Ces réserves établies, quand elles ne sont pas encore en production, sont connues sous l'expression réserves établies restantes. Nous estimons les réserves établies restantes de pétrole brut classique, au 31 décembre 1986, à 731 millions de mètres cubes, desquels 601 millions de mètres cubes sont du pétrole brut léger et 130 millions de mètres cubes, du pétrole brut lourd. Le tableau 7-3 présente les réserves par province et par territoire. Les estimations, qui sont faites en regroupant les évaluations relatives à chaque gisement effectuées par le personnel de l'Office, sont basées sur les installations de production actuelles. On n'a pas inclus dans les réserves établies les ressources découvertes des régions pionnières; elles sont incluses dans les additions aux réserves établies dans la mesure où elles contribuent à la production dans nos scénarios d'offre (Section 7.6).

Tableau 7-3

Réserves établies restantes de pétrole brut classique

au 31 décembre

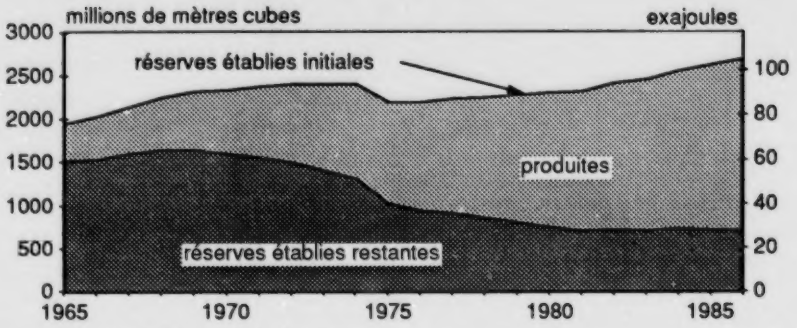
(millions de mètres cubes)

	1985	1986
Colombie-Britannique	19,7	19,7
Alberta	558,2	559,2
Saskatchewan	113,8	113,0
Manitoba	10,5	9,8
partie sud des Territoires	34,2	28,1
Ontario et autres régions productrices de l'Est	1,1	0,9
total pour le Canada	**737,4**	**730,8**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Figure 7-1

Réserves établies de pétrole brut classique régions traditionnelles



Source: tableau A7-1 en annexe.

La figure 7-1 montre que les réserves restantes ont diminué, passant du niveau record de 1 659 millions de mètres cubes en 1969 à 716 millions de mètres cubes en 1981; depuis 1981, les additions aux réserves et la production ont été plus ou moins en équilibre. En 1985 et 1986, la production était de 72 millions et de 69 millions de mètres cubes respectivement, alors que les additions aux réserves correspondantes était de 69 millions et 63 millions de mètres cubes, ce qui a entraîné une diminution des réserves restantes de 10 millions de mètres cubes durant cette période de deux ans. Les additions aux réserves en 1986 ont représenté à peu près deux fois les volumes projetés dans notre rapport de 1986; ces additions comprenaient un volume de 22 millions de mètres cubes représentant une révision à la hausse des réserves établies basée principalement sur les tendances de la production libérée maintenant des contraintes des périodes antérieures.

Le niveau des réserves établies n'est pas particulièrement sensible aux prix du pétrole brut, mais les taux de mise en exploitation de ces réserves sont appelés à différer en fonction des prix. La différence tient en partie au nombre des puits intercalaires dont on prévoit le forage dans le cadre de chacun des scénarios. Dans nos prévisions de 1986, nous réduisions la capacité de production de façon arbitraire dans le scénario bas pour tenir compte des hypothèses relatives à une diminution du nombre de reconditionnements et à l'abandon précoce de puits marginaux, comparativement au scénario élevé. Aucun des deux scénarios ne prévoyait une accélération de la production grâce aux puits intercalaires. Une telle accélération est

devenue manifeste avec l'accroissement récent des puits intercalaires.

Dans nos estimations courantes, dans les deux scénarios, nous avons compris l'offre attribuée à l'accélération de la production due au forage de puits intercalaires. Nous avons redressé à la baisse nos prévisions de la capacité de production dans le scénario bas pour tenir compte du nombre moins grand de reconditionnements et de l'abandon précoce de puits.

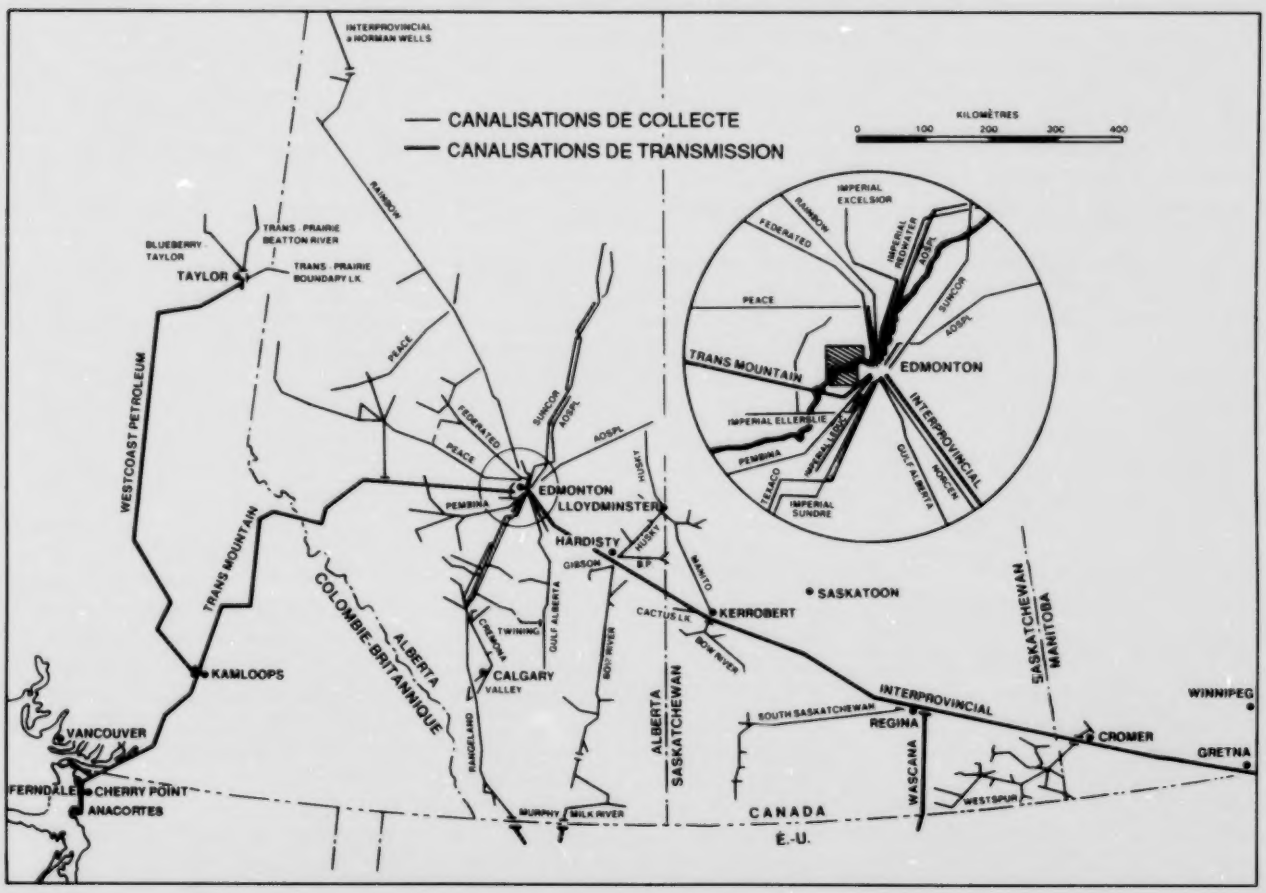
L'offre totale assurée grâce aux réserves actuellement établies de pétrole brut classique baisse de 200 000 mètres cubes par jour en 1987 à seulement 25 000 et 24 000 mètres cubes par jour en 2005, respectivement pour le scénario élevé et le scénario bas. Le tableau A7-2 en annexe présente l'offre de pétrole brut léger et de pétrole brut lourd à partir des réserves établies actuelles, par province et par territoire. Le tableau A7-3 en annexe présente de manière plus détaillée la capacité de production de gisements individuels regroupés par réseau pipelinier de collecte, ainsi que le volume de l'offre supplémentaire attribuée à l'accélération de la production. La figure 7-2 illustre l'emplacement des réseaux de collecte les plus importants et des canalisations principales transportant le pétrole brut des champs producteurs aux centres de raffinage.

7.3 Additions aux réserves - Régions traditionnelles

Les additions aux réserves sont les ressources économiquement récupérables qui deviendront, selon nos prévisions, des réserves établies pendant la période visée. Les additions aux réserves ont deux composantes : la valorisation des

Figure 7-2

Principales canalisations de collecte de pétrole brut



réserves existantes et les découvertes futures. Dans notre analyse, nous estimons la valorisation des réserves établies actuelles due aux projets futurs de récupération assistée du pétrole séparément de toutes les autres additions aux réserves. Nous plaçons ces dernières, qui ont surtout trait aux activités de forage, dans une seconde catégorie. Ces catégories sont examinées individuellement.

7.3.1 Additions dues à la récupération assistée du pétrole dans les gisements actuellement établis

Dans ce rapport, la récupération assistée du pétrole comprend toutes les techniques de récupération autres que celles qui utilisent uniquement l'énergie naturelle du gisement (ce que l'on appelle la récupération primaire). Bien que les gisements établis offrent certaines possibilités d'additions aux réserves lorsqu'on y injecte encore de l'eau (ce que l'on appelle la récupération secondaire), le plus fort potentiel de récupération assistée est offert par l'utilisation de méthodes plus coûteuses, habituellement appelées techniques de récupération tertiaire.

Dans le cas du pétrole léger, les techniques primaires permettent de récupérer moins de 20 % du pétrole en place. Cette récupération peut être portée à plus de 30 % grâce aux techniques secondaires et tertiaires. En ce qui concerne le pétrole lourd, la récupération tertiaire peut porter la récupération de moins de 10 % à plus de 20 %.

Pour le pétrole léger, la technique tertiaire la plus courante consiste à injecter un solvant qui se mélange au pétrole dans les conditions propres au gisement. Au Canada, il s'agit habituellement d'une combinaison de liquides du gaz naturel (LGN), à savoir le méthane, l'éthane, le propane, et éventuellement de moindres quantités de butanes et de pentanes plus.

Dans le cas du pétrole lourd, la méthode tertiaire la plus courante consiste à injecter de la vapeur. Une autre technique thermique qui convient particulièrement bien aux zones productrices minces est la combustion *in situ* d'une partie du pétrole du gisement, provoquée grâce à une injection d'air ou d'oxygène.

D'autres méthodes, plus coûteuses et plus spécialisées, telles que l'injection d'une solution tensioactive, de produits alcalins et de polymères, peuvent être utilisées pour les pétroles lourd ou léger. Cependant, on s'attend à ce que ces méthodes ne produisent que de petites quantités additionnelles de pétrole au cours de la période des prévisions.

Nous évaluons dans ce rapport les potentiels techniques restants et les additions aux réserves en ce qui concerne la récupération assistée du pétrole. Le potentiel technique restant est le total estimatif de pétrole additionnel qui pourrait être récupéré grâce aux projets futurs de récupération assistée dans les gisements établis actuels en utilisant la technique jugée la plus appropriée pour chaque gisement. Les additions aux réserves sont cette portion du potentiel technique restant que l'on pourrait récupérer économiquement pendant la période des prévisions, à en juger par une comparaison des coûts de l'offre avec nos prévisions des prix du pétrole. Ces additions aux réserves sont distribuées sur une base annuelle en fonction de nos estimations concernant le calendrier de projets économiques.

Les estimations des coûts des approvisionnements qu'entraîne la récupération assistée varient d'un projet à l'autre, 100 $ CAN par mètre cube (11 $ US par baril) constituant le minimum pour les pétroles lourd et léger. Les coûts afférents au pétrole fourni par des projets d'hydrocarbures miscibles varieront naturellement avec les coûts des hydrocarbures injectés et, pour les projets d'injection de vapeur, avec le coût du combustible (gaz naturel ou, éventuellement à l'avenir, charbon) utilisé pour produire cette vapeur.

Le tableau 7-4 présente nos estimations des potentiels techniques restants et des additions aux réserves grâce à la récupération assistée de pétrole à partir des réserves établies actuelles. Le même tableau présente aussi les estimations correspondantes tirées de notre rapport d'octobre 1986.

L'estimation actuelle du potentiel technique restant des projets d'injection de fluides miscibles est inférieure à l'estimation figurant dans notre rapport d'octobre 1986, principalement parce que nous avons réduit les superficies retenues pour la réalisation de quelques-uns des plus importants de ces projets. Les potentiels techniques restants en ce qui concerne les autres méthodes sont pratiquement identiques aux données de notre rapport d'octobre 1986. Nous avons révisé les additions aux réserves pour refléter les prévisions actuelles relatives au prix du pétrole, et, dans le cas des projets d'injection de fluides miscibles, le potentiel technique restant tel que révisé.

Selon nos prévisions, les additions aux réserves de pétrole léger,

Tableau 7-4

Récupération assistée de pétrole (RAP)

(millions de mètres cubes)

	injection d'eau	fluides miscibles	méthodes thermiques	produits chimiques	total
potentiel technique restant					
prévisions de 1986	179	271	265	30	745
prévisions de 1988	170	200	265	30	665
additions aux réserves (1987 - 2005)					
scénario bas					
prévisions de 1986	78	71	49	0	198
prévisions de 1988	87	66	22	0	175
scénario élevé					
prévisions de 1986	78	94	81	9	262
prévisions de 1988	96	85	42	8	230

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Potentiels techniques et économiques de la RAP quant aux découvertes avant le 31 décembre 1986.

Source: tableau A7-9 en annexe.

grâce aux projets d'injection de fluides miscibles dans les gisements établis, devraient totaliser 66 millions de mètres cubes dans le scénario bas et 85 millions de mètres cubes dans le scénario élevé. Les projets d'injection de fluides miscibles dont la mise en oeuvre a déjà été approuvée par l'OCREA sont présentés au tableau A7-4 en annexe. Cette liste sert de guide pour l'établissement du calendrier des additions annuelles aux réserves en ce qui concerne la récupération assistée de pétrole brut léger dans le scénario élevé, qui apparaît au tableau A7-7 en annexe (rangées "miscibles"). Dans le scénario bas, le calendrier projeté d'additions aux réserves a été réduit par rapport au scénario élevé afin de refléter la rentabilité moindre de projets individuels lorsque les prix du pétrole sont moins élevés. En ce qui concerne les projets d'injection de fluides miscibles, d'injection d'eau et de produits chimiques dans les gisements établis, le total des additions aux réserves de pétrole léger s'élève à 123 millions et à 153 millions de mètres cubes dans le scénario bas et le scénario élevé, respectivement (tableau A7-9 en annexe).

Les progrès ne sont pas aussi rapides que nous l'avions anticipé antérieurement en ce qui concerne la mise au point de procédés thermiques économiquement viables. Ainsi, nos prévisions relatives aux additions aux réserves de pétrole lourd faisant appel à ce procédé sont inférieures à celles figurant dans notre rapport d'octobre 1986. Elles s'élèvent à 22 millions de mètres cubes dans le scénario bas et à 42 millions de mètres cubes dans le scénario élevé. Le tableau A7-8 en annexe (rangées "thermiques") présente le total des additions annuelles aux réserves dues à des procédés thermiques de récupération du pétrole lourd. Le total des additions aux réserves de pétrole lourd, grâce aux projets thermiques et aux projets d'injection d'eau dans les gisements établis, s'élève à 52 millions et 77 millions de mètres cubes dans le scénario bas et le scénario élevé, respectivement (tableau A7-9 en annexe).

7.3.2 Additions liées aux activités de forage

Les additions aux réserves de pétrole brut qui sont liées aux activités de forage comprennent celles qui sont dues à de nouvelles découvertes, à toute valorisation future liée à ces découvertes (y compris celle qui tient à la récupération assistée du pétrole) et celles qui sont dues aux volumes supplémentaires résultant de la valorisation des réserves établies actuelles (à l'exclusion de la récupération assistée de pétrole que nous avons examinée à la section 7.3.1).

Pour arriver à évaluer la mesure dans laquelle les producteurs seront portés à élargir les approvisionnements en pétrole brut grâce à des activités de forage, nous comparons les prévisions des coûts directs marginaux avec les prix du pétrole brut à la tête de puits dans l'Ouest canadien. Le coût direct marginal est le coût unitaire estimé afférent aux forages exploratoires et de développement, aux études géologiques et géophysiques, à l'équipement sur place et à la production de pétrole brut liée aux additions aux réserves pour une année quelconque. On y inclut également le coût du capital

employé, en prévoyant un rendement pour le capital investi. Comme mentionné à la section 3.1, nous avons supposé des rendements du capital de 10 % et de 15 % pour le scénario bas et le scénario élevé, respectivement.

Le tableau 7-5 présente les coûts de base ayant servi à notre estimation des coûts directs marginaux futurs. Ces coûts ont été déterminés sur la même base que ceux du gaz naturel, comme nous l'avons expliqué à la section 6.3.

En ce qui concerne le gaz naturel, nous avons également évalué les coûts indirects marginaux (frais d'utilisation) comme mentionné au chapitre 3, afin de pouvoir déterminer les prix du gaz naturel. En ce qui a trait au pétrole brut, nous n'avons pas tenu compte des coûts d'utilisation parce que le prix du pétrole brut au Canada, étant déterminé sur les marchés mondiaux, est indépendant de la courbe temporelle de la production canadienne.

Tableau 7-5

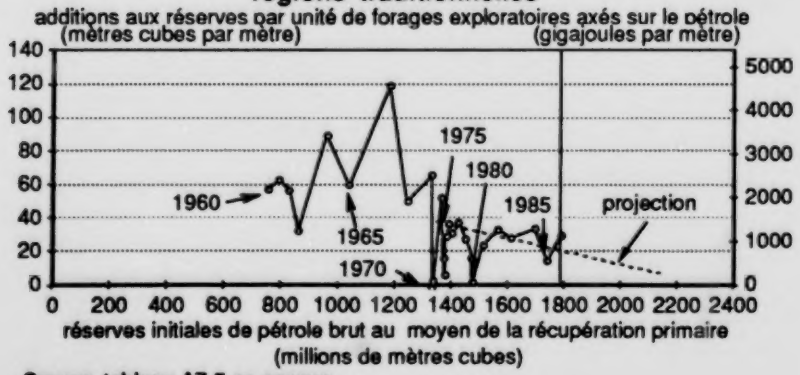
Coûts unitaires pour le pétrole brut

	scénario bas	scénario élevé
forage exploratoire ($ CAN /m)	350,00	450,00
forage de développement ($ CAN /m)	200,00	260,00
équipement en place (1000 $ CAN/puits)	200,00	250,00
coûts fixes par année (1000 $ CAN/puits)	25,70	28,50
coût variable ($ CAN le mètre cube de fluide produit)	1,80	2,00

Nota: On suppose que les coûts des études géologiques et géophysiques représentent, dans l'un et l'autre des deux scénarios, 20% des coûts des forages exploratoires et de développement.

Figure 7-3

Projection du taux des additions aux réserves primaires de pétrole brut régions traditionnelles



Source: tableau A7-5 en annexe.

Les additions aux réserves de pétrole brut par mètre de forage exploratoire ont connu une baisse (figure 7-3) et devraient continuer de diminuer à mesure que s'amenuisent les perspectives de nouvelles découvertes. Il en résulte un accroissement dans le temps des coûts directs marginaux. La figure 7-3 illustre la baisse des additions aux réserves par unité de forage exploratoire nous servant de base pour notre estimation des coûts directs marginaux. Nous supposons que le taux connaîtra une baisse linéaire qui le fera passer des niveaux actuels jusqu'à une valeur nulle, correspondant à 2 300 millions de mètres cubes, ce qui représente la prévision moyenne en ce qui concerne le potentiel technique ultime pour les pétroles bruts classiques léger et lourd récupérables grâce aux techniques primaires. Cela correspond, si on inclut les récupérations selon les méthodes secondaires et tertiaires, à un potentiel technique ultime de 4 177 millions de mètres cubes dans les régions traditionnelles (tableau 7-6). Le tableau A7-6 en annexe présente, pour chacun des deux scénarios, les prévisions des coûts directs associés à des accroissements des additions aux réserves résultant de ces estimations.

Dans nos rapports antérieurs, nous avions estimé le potentiel ultime des régions traditionnelles en additionnant les réserves établies initiales du moment, le potentiel technique restant se prêtant à la récupération assistée dans les gisements établis, et le potentiel économique restant en ce qui concerne les additions aux réserves consécutives aux activités

de forage. (Nous avons supposé que le potentiel économique restant grâce à la récupération assistée dans les gisements établis était égal au potentiel technique restant pour la même catégorie.) Aux fins du présent rapport, nous avons estimé le potentiel technique restant pour les additions aux réserves découlant des activités de forage, en nous fondant sur les estimations de la CGC en ce qui concerne le pétrole léger et nos propres estimations relatives au pétrole lourd. Ce potentiel s'élève à 563 millions de mètres cubes de pétrole léger et à 250 millions de mètres cubes de pétrole lourd. Les estimations correspondantes des ressources économiquement récupérables restantes basées sur le prix filet retenu pour le pétrole brut, soit 200 $ CAN par mètre cube, dans le scénario bas, et 250 $ CAN, dans le scénario élevé, se chiffrent à 350 millions et à 165 millions de mètres cubes pour le pétrole léger ou le pétrole lourd, respectivement. Nous supposons qu'à ces prix filets, d'importants volumes de pétrole synthétique provenant des sables pétrolifères ou de la liquéfaction du charbon seront disponibles. Nous comparons dans le tableau 7-6 nos estimations actuelles des potentiels ultimes pour les régions traditionnelles, avec nos estimations antérieures.

La figure 7-4 présente les courbes du coût marginal estimé de l'offre dans le scénario bas et dans le scénario élevé. Elle présente également les prix projetés du pétrole brut pour le West Texas Intermediate, calculés à rebours sur le réseau jusqu'à la tête de puits en Alberta. Les prix historiques sont les prix moyens à la tête de puits du pétrole brut classique de l'Ouest canadien tirés du Guide statistique de l'APC. Cette figure illustre la motivation en ce qui concerne

Tableau 7-6

Comparaison des potentiels de ressources de pétrole brut classique régions traditionnelles

(millions de mètres cubes)

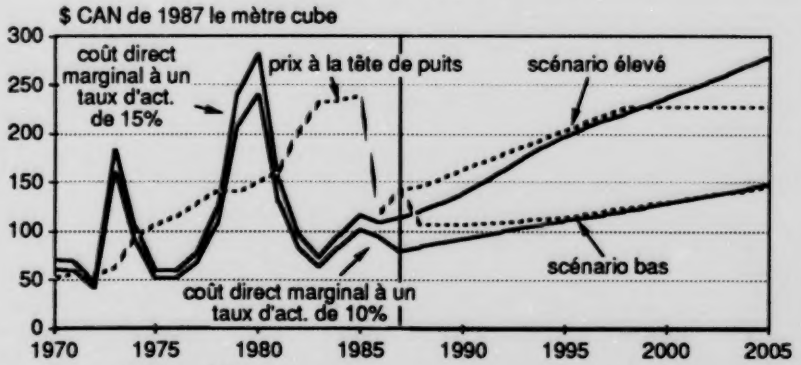
	potentiels techniques	comparaison des estimations des potentiels économiques[a]		
	actuel	actuel	oct. 1986	sept. 1984
brut léger				
réserves établies initiales	2264	2264	2165	2055
potentiels restants				
RAP dans les gisements établis	295	295	367	404
provenant de l'activité de forage	563 [b]	350	308	280
total brut léger (ultime)	**3122**	**2909**	**2840**	**2739**
brut lourd				
réserves établies initiales	434	434	404	366
potentiels restants				
RAP dans les gisements établis	370	370	378	381
provenant de l'activité de forage	250	165	125	140
total brut lourd (ultime)	**1054**	**969**	**907**	**887**
total du brut léger et lourd (ultime)	**4177**	**3878**	**3746**	**3626**

Nota: Les totaux peuvent ne pas correspondre car les chiffres ont été arrondis.
[a] Les potentiels économiques restants sont supposés être égaux aux potentiels techniques restants concernant les projets de RAP dans les gisements établis.
[b] Fondé sur les estimations moyennes de 1988 de la Commission géologique du Canada ajustées en fonction des données de la fin de l'année 1986.

Source: tableau A7-9 en annexe.

Figure 7-4

Coûts directs marginaux et prix à la tête de puits du pétrole brut



Source: tableau A7-6 en annexe.

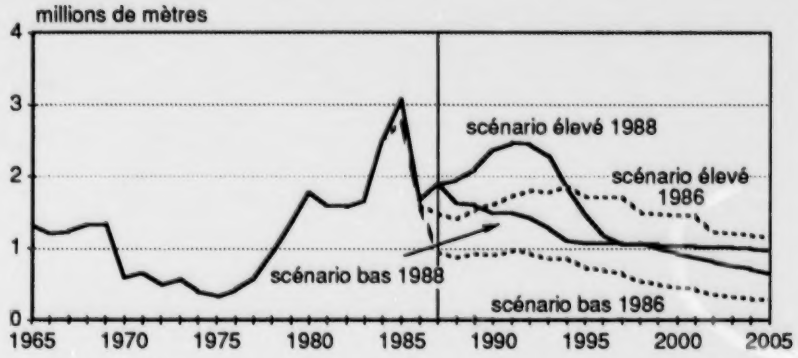
l'exploration dans l'Ouest canadien axée sur le pétrole brut classique; nous supposons que les niveaux annuels de forage axé sur le pétrole seront d'autant plus élevés que l'écart sera grand entre les prix et les coûts. Contrairement au gaz naturel, le prix du pétrole brut n'est pas influencé par la production de pétrole au Canada. L'écart entre le coût et le prix est déterminé par l'évolution des coûts des approvisionnements en pétrole canadien et le prix mondial du pétrole.

Dans les deux scénarios, les coûts directs marginaux sont inférieurs aux prix à court terme mais, durant la période des prévisions, les coûts augmentent plus rapidement que les prix. Bien que, dans le scénario élevé, les coûts moyens dépassent les prix en fin de période, nous supposons que les activités de forage se poursuivront pendant ces dernières années afin de tirer profit de perspectives économiques attirantes.

Les niveaux annuels de forage exploratoire axé sur le pétrole qui résultent de la mise en oeuvre de nos hypothèses sont comparés, dans la figure 7-5, aux niveaux présentés dans notre rapport d'octobre 1986. Le niveau d'activité axé sur le pétrole, estimé pour 1987, est supérieur à celui que nous avions anticipé en 1986, en grande partie à cause des programmes gouvernementaux d'encouragement.

Dans le scénario bas, le niveau de l'activité de forage axé sur le pétrole, durant les dernières années de la période des prévisions, ne baisse pas aussi rapidement que nous l'avions estimé en 1986, en raison du potentiel technique plus important dont nous tenons compte actuellement dans notre analyse. Dans le scénario élevé, les niveaux projetés de

Figure 7-5
Forages exploratoires axés sur le pétrole régions traditionnelles



Source: tableau A7-5 en annexe.

forage axé sur le pétrole sont plus élevés à court terme que nous ne l'avions prévu; comme nous avons utilisé un potentiel technique plus important dans cette analyse, nous avons obtenu des additions aux réserves plus considérables par unité de forage et, par conséquent, des coûts plus bas. Pendant les dernières années de la période des prévisions, le forage axé sur le pétrole est moins important que nous ne l'avions estimé en 1986, parce que les niveaux élevés de l'activité de forage pendant les premières années vont entraîner une diminution des perspectives économiques.

Nos prévisions des additions aux réserves dues à l'activité de forage se fondent sur nos estimations de forage axé sur le pétrole (figure 7-5) et sur notre prévision des taux des additions par unité de forage (figure 7-3). Dans le scénario bas, nous projetons que 281 millions de mètres cubes de brut léger classique et 98 millions de mètres cubes de brut lourd devraient s'ajouter aux réserves pendant la période des prévisions. Dans le scénario élevé, les volumes correspondants sont de 315 millions de mètres cubes et de 110 millions de mètres cubes, respectivement (tableau A7-9 en annexe).

Les estimations des additions annuelles résultant de l'activité de forage, pour les deux scénarios, figurent, pour le pétrole léger, au tableau A7-7 en annexe, et pour le pétrole lourd, au tableau A7-8 en annexe.

7.3.3 Total des additions aux réserves - Pétrole classique

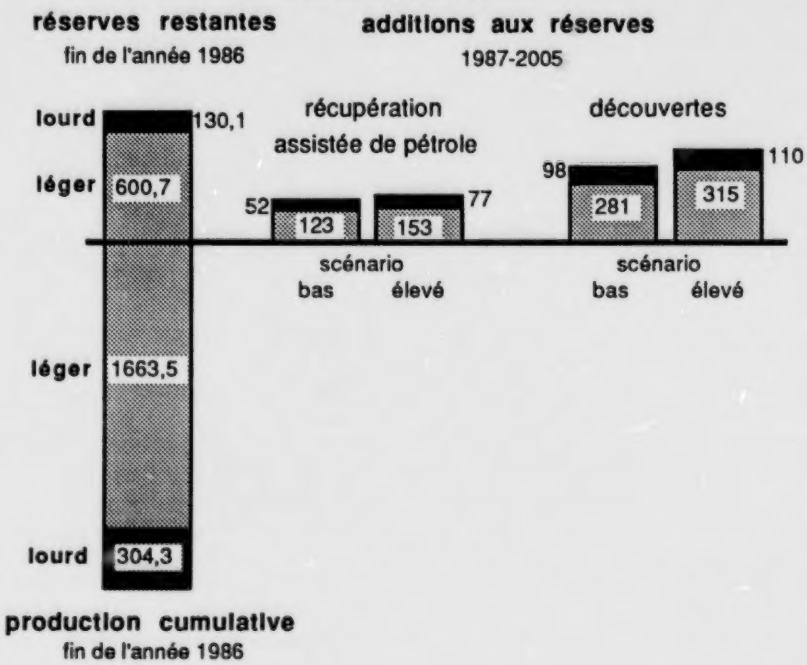
Dans la figure 7-6, nous comparons aux réserves établies nos prévisions des additions aux réserves dues à la récupération assistée du pétrole dans les gisements établis et à l'activité de forage.

La figure 7-7 présente notre prévision du total des additions annuelles aux réserves, ainsi que les données historiques correspondantes. Les additions annuelles moyennes de pétrole brut léger au cours de la période des prévisions s'élèvent à 21 millions et

Figure 7-6

Réserves de pétrole brut classique régions traditionnelles

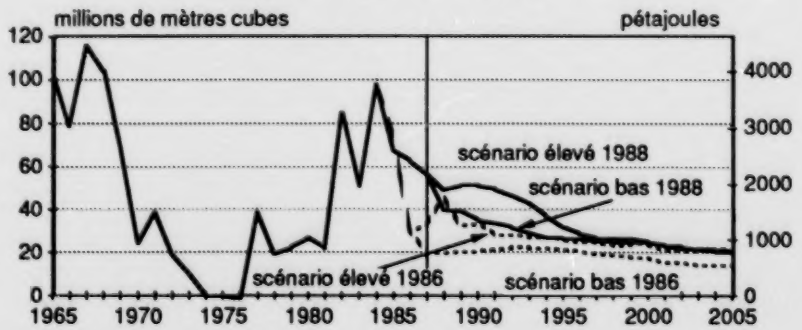
(millions de mètres cubes)



Source: tableau A7-9 en annexe.

Figure 7-7

Additions aux réserves de pétrole brut régions traditionnelles



Source: tableaux A7-7 et A7-8 en annexe.

25 millions de mètres cubes, dans les scénarios bas et élevé, respectivement. De 1980 à 1986, les additions effectives aux réserves de pétrole léger se chiffraient en moyenne à 47 millions de mètres cubes. Les moyennes annuelles correspondantes pour le pétrole brut sont de 8 millions et 10 millions de mètres cubes dans les scénarios élevé et bas, respectivement; durant les premières années de la présente décennie, la moyenne était de 12 millions de mètres cubes.

Selon nos prévisions actuelles, le total des additions aux réserves des pétroles classiques lourd et léger, pendant la période des prévisions, sera de 554 millions et 655 millions de mètres cubes, dans les scénarios bas et élevé, respectivement (tableau A7-9 en annexe). Les estimations dépassent de quelque 197 millions et 148 millions de mètres cubes les estimations correspondantes, pour la même période, de notre rapport d'octobre 1986. Le niveau plus élevé de nos prévisions actuelles s'explique principalement par nos prévisions plus optimistes en ce qui concerne le potentiel technique ultime.

Dans les deux scénarios, les additions aux réserves sont insuffisantes pour remplacer le pétrole brut classique qui a été produit. Cela se reflète dans nos prévisions de la capacité de production (tableau A7-15 en annexe). Dans le scénario bas, la capacité de production totale à partir des réserves établies actuelles de brut léger et de brut lourd classiques, baisse de 200 000 à 25 000 mètres cubes par jour en 2005, soit une diminution de 175 000 mètres cubes par jour. La capacité de production additionnelle à partir des additions aux réserves pendant la période des prévisions ne s'élève qu'à

63 000 mètres cubes par jour en 2005, ce qui explique que la diminution nette de la capacité de production durant la période des prévisions, soit de 112 000 mètres cubes par jour. Dans le scénario élevé, la diminution nette est de 106 000 mètres cubes par jour. Les tableaux A7-10 et A7-11 en annexe présentent les hypothèses que nous avons utilisées pour convertir les additions aux réserves en capacité de production.

7.4 Pétrole brut synthétique et bitume

L'exploitation commerciale des gisements de bitume de l'Ouest canadien a commencé en 1967 au moment où l'usine d'extraction et de valorisation intégrée, appartenant à Suncor Inc. et exploitée par elle, a commencé à produire du pétrole brut synthétique. Une fois réglés certains problèmes initiaux, l'usine a atteint une production moyenne d'environ 7 000 mètres cubes par jour. Une seconde usine intégrée, exploitée par Syncrude Canada Ltd., est devenue opérationnelle en 1978; environ deux ans plus tard, la production totale de brut synthétique avait atteint près de 20 000 mètres cubes par jour. Des améliorations subséquentes apportées aux deux usines ont contribué à porter la production aux niveaux actuels d'environ 30 000 mètres cubes par jour.

Durant les années 70, l'offre de bitume extrait de gisements au moyen de la récupération *in situ* par injection de vapeur a augmenté progressivement. Le développement accéléré des projets d'exploitation *in situ* a commencé en 1985; la production actuellle est proche de 20 000 mètres cubes par jour. On la dilue avec 8 500 mètres cubes environ par jour de pentanes plus afin d'obtenir un brut mélangé moins visqueux qui répond aux normes de transport par pipeline.

L'accroissement de l'offre de bitume a suscité des préoccupations relatives au caractère adéquat de l'offre de pentanes plus à titre de diluant et aux possibilités de débouchés pour les volumes supplémentaires de pétrole brut lourd. Face à cette situation, il a été proposé de construire des usines de valorisation où le bitume ou le pétrole brut lourd classique, ou les deux, seraient transformés en pétrole brut léger synthétique. La première usine de valorisation utilisant le pétrole brut classique comme charge d'alimentation, en construction à la raffinerie Co-Op de Regina, devrait entrer en service en décembre 1988. La construction d'une deuxième usine de valorisation dans le secteur de Lloydminster a été annoncée. Cette usine, la Bi-Provincial, devrait entrer en service en 1992. On prévoit qu'elle utilisera comme charge d'alimentation le pétrole brut classique, le bitume et du pétrole brut lourd semi-transformé.

Tout le bitume actuellement produit *in situ* est vendu directement aux raffineries, principalement aux États- Unis. Le rapport entre les prix du bitume et du pétrole brut léger détermine si le bitume continuera d'être vendu directement aux raffineries ou s'il sera valorisé au gisement. Pour que la conversion soit rentable, le coût de conversion doit être inférieur à la différence entre le prix de revient des charges d'alimentation de bitume et le prix de vente du produit valorisé. Pour le moment, la différence est d'environ 60 $ CAN le mètre cube, alors que le coût de valorisation du bitume est d'environ 85 $ CAN le mètre cube. Ainsi, pour que la valorisation s'avère intéressante, il faudrait soit une baisse du prix du brut lourd par rapport au brut léger, soit une diminution substantielle des coûts de valorisation.

Toute exploitation du bitume, qu'elle soit associée au traitement dans des installations minières intégrées ou à la récupération *in situ* avec ou sans valorisation, est coûteuse. La moins coûteuse est l'exploitation *in situ* (tableau 7-7), mais elle comporte tout de même un coût d'offre de 11 $ US le baril et elle exigerait un prix minimal du brut WTI à Chicago de 18 $ US le baril, compte tenu de l'écart actuel de 7 $ US le baril entre la valeur du WTI et celle du bitume.

Nos estimations des coûts totaux de l'offre au titre de l'extraction et de la valorisation du bitume sont, cependant, similaires à nos estimations des coûts de production du pétrole brut léger synthétique dans des installations minières intégrées; les deux révèlent que, de façon générale, des hausses considérables de la production de bitume et de brut léger synthétique sont possibles dans le scénario élevé; ces hausses sont très limitées dans le scénario bas.

Les dépôts de bitume associés aux installations minières intégrées ne se prêtent pas à l'exploitation *in situ*, ce qui explique que les installations intégrées et les installations *in situ* ne se font pas concurrence pour la même ressource. Les installations d'extraction comportent des coûts initiaux plus élevés qui ont pour effet d'accroître les risques liés aux projets, mais elles offrent aussi une plus grande marge pour des économies de coûts aux étapes de l'extraction et de la séparation du bitume. Trois projets ont été avancés dont chacun, s'il se concrétisait, augmenterait l'offre de pétrole brut synthétique de 10 000 ou 12 000

Tableau 7-7

Coûts de l'offre de pétrole brut synthétique et de bitume

	coûts de l'offre à la sortie du gisement ou de l'usine[a] ($ CAN/m3)	coûts du transport à Chicago ($ CAN/m3)	coûts de l'offre à Chicago ($ CAN/m3)	coûts de l'offre à Chicago ($ US/baril)
bitume provenant de projets in situ[b]				
taux d'act. 10%	65-100	20	85-120	11-15
taux d'act. 15%	75-110	20	95-130	12-16
pétrole brut synthétique provenant de la valorisation du bitume produit in situ				
taux d'act. 10%	150-185 [c]	18	168-203	21-25
taux d'act. 15%	170-205 [c]	18	198-223	23-28
pétrole brut synthétique provenant des installations minières intégrées				
taux d'act. 10%	170	15	185	23
taux d'act. 15%	230	15	245	30

Nota: [a] Les gammes reflètent les coûts des projets à l'étude. On y tient compte des différences dans la qualité des gisements et dans les coûts associés à la mise en valeur des nouvelles régions.

[b] Pour comparer les coûts d'offre du bitume et ceux du pétrole brut synthétique, il faut ajouter une estimation de la différence en valeur entre le bitume et le pétrole brut synthétique aux coûts de l'offre de bitume. Cette différence est actuellement de 60 $ CAN le mètre cube (7 $ US le baril).

[c] Nous avons ajouté 85 $ CAN et 95 $ CAN aux coûts de l'offre de bitume afin de tenir compte du coût de la valorisation, en utilisant des taux d'actualisation de 10% et 15%, respectivement.

mètres cubes par jour environ. Ces projets, qui comportent des coûts semblables, visent l'agrandissement de chacune des deux usines existantes et la construction d'une nouvelle, appelée OSLO.

Dans notre scénario bas, les coûts de l'offre présentés dans le tableau 7-7 indiquent qu'aucun des projets liés au bitume n'est rentable dans le court terme et que seule l'exploitation *in situ* est rentable, de façon marginale, vers la fin de la période des prévisions. Dans ce scénario, nous avons supposé que les projets en cours, ou jugés raisonnablement certains d'après les plans annoncés, iront de l'avant. En vertu de cette hypothèse, on obtiendrait l'offre supplémentaire suivante au cours de la période des prévisions:

- D'ici à 1991, 10 000 mètres cubes par jour de bitume, par suite du développement intégral des projets *in situ* en cours, et une autre quantité de 10 000 mètres cubes par jour, à une date ultérieure à la période des prévisions, au moment où les prix du brut approchent de 20 $ US le baril.

- Huit milliers de mètres cubes par jour de brut synthétique en provenance de l'installation de valorisation Co-op, qui devrait être achevée en décembre 1988, et 7 000 mètres cubes par jour en provenance de l'usine Bi-Provincial, qui devrait être achevée en 1992.

- Une quantité totale de 6 000 mètres cubes par jour de pétrole brut synthétique résultant de l'agrandissement de l'usine Syncrude actuellement en cours (le projet CAP) et du projet d'élimination d'un goulot d'étranglement annoncé par Suncor. (Pour établir nos prévisions, nous avons supposé que Suncor prendra les dispositions voulues pour accroître ses réserves de bitume extractible afin de maintenir son niveau prévu de production, qui est de 11 000 mètres cubes par jour environ, lorsque les réserves seront épuisées au gisement qu'elle exploite actuellement.)

Dans le scénario élevé, comme les trois options d'exploitation du bitume s'avèrent économiquement viables à des coûts de l'offre comparables (compte tenu de la différence de valeur entre le bitume et le pétrole brut synthétique), il est extrêmement difficile de déterminer, en se fondant uniquement sur des considérations d'ordre économique, laquelle est préférable aux autres.

Quant à la production de bitume *in situ*, notre démarche a consisté à évaluer la production potentielle,

puis à répartir la production entre les deux usages possibles: accroissement des ventes sur les marchés d'exportation et accroissement de l'utilisation intérieure dans les usines de valorisation au gisement. Notre évaluation des perspectives d'exportation (étudiée à la section 7.9) tient compte de la taille du marché et des coûts de transport du bitume. Le marché à l'exportation, si les prix demeurent acceptables, n'est pas illimité et le coût du diluant augmentera probablement à mesure que diminue l'offre de pentanes plus (section 7.5). Ces deux facteurs nous amènent à prévoir que, durant la période des prévisions, on construira des usines de valorisation au gisement afin de traiter le bitume *in situ*.

Un accord récemment conclu entre les gouvernements et l'industrie et visant la construction de l'usine intégrée de traitement des sables pétrolifères OSLO, permettent d'espérer que ce projet deviendra une réalité dans un proche avenir.

Nous avons tenté, dans nos prévisions, d'atteindre un équilibre raisonnable entre les options offertes, les projets étant espacés de façon à ne pas exercer des pressions indues sur la main-d'oeuvre et les matériaux disponibles, ce qui aurait pu provoquer des escalades inquiétantes des coûts. On obtient alors l'offre supplémentaire suivante au cours de la période des prévisions :

- L'offre de bitume, avant déduction des besoins en charges d'alimentation des usines de valorisation, augmente de 72 000 mètres cubes par jour à la fin de la période des prévisions, comparativement au niveau actuel, à peine supérieur à 20 000 mètres cubes par jour. La production totale de bitume dépasse d'environ 7 000 mètres cubes par jour le niveau de nos prévisions de 1986.

- Deux usines de valorisation, (en plus de l'usine Co-op de Regina presque achevée) entreront en service en 1992 (projet Bi-Provincial) et 1998, respectivement, ajoutant 7 000 et 10 000 mètres cubes par jour respectivement à l'offre de pétrole brut synthétique. Ces niveaux sont semblables à nos prévisions de 1986 qui comprenaient aussi deux usines de valorisation en plus de l'usine Co-op.

- Le projet CAP de Syncrude et le projet d'élimination du goulot d'étranglement de Suncor, dans le scénario bas, ajoutent un total de 6 000 mètres cubes par jour, d'ici à 1993, à l'offre de pétrole brut synthétique. Par ailleurs, trois projets d'installations minières intégrés (nouvelles usines ou agrandissement d'usines existantes) commencent à produire en 1996, 2000 et 2004, 12 000 mètres cubes environ par jour chacun. Nous reconnaissons qu'il s'agit là d'une prévision très optimiste; elle reflète un prix pétroliers de 30 $ US d'ici à 1998, des coûts d'offre un peu plus bas que les coûts des estimations de 1986 pour tenir compte de l'évolution de la technologie, et la réduction des coûts d'exploitation. En 1986, nous n'avions inclus dans nos prévisions aucune installation minière intégrée.

À partir des hypothèses de mise en valeur *in situ* dans nos deux scénarios, on obtenons les additions suivantes aux réserves de bitume :

- dans le scénario bas, 300 millions de mètres cubes;

- dans le scénarion élevé, 750 millions de mètres cubes.

En outre, certaines réserves de bitume susceptibles d'une exploitation à ciel ouvert seront mises en valeur:

- dans le scénario bas, un volume de 140 millions de mètres cubes lorsque Suncor ouvre une nouvelle mine à la fin des années 90 pour poursuivre l'exploitation de son usine au moment où les gisements actuellement exploités approcheront de l'épuisement.

- dans le scénario élevé, un volume de 600 millions de mètres cubes provenant de la poursuite de l'exploitation de l'usine Suncor, au moment de l'épuisement de la mine actuelle, et de trois nouvelles usines d'extraction.

7.5 Pentanes plus

Les pentanes plus sont compris parmi les composantes des approvisionnements en pétrole brut et équivalents parce que, comme le pétrole brut, ils sont utilisés comme charges d'alimentation des raffineries. Les pentanes plus sont étudiés avec d'autres liquides du gaz naturel au chapitre 8[1].

Si l'utilisation finale des pentanes plus se situe au niveau des charges d'alimentation des raffineries, ils satisfont également à deux importantes demandes. Lorsqu'ils sont mélangés avec du pétrole lourd classique ou du bitume, ils réduisent la viscosité de ces derniers et facilitent ainsi leur transport par pipeline. Par ailleurs, il faut

1. Dans nos prévisions des approvisionnements en pétrole brut et équivalents présentées au tableau A7-15, nous avons exclu les petites quantités de pentanes plus contenues dans les mélanges de LGN utilisés dans les projets de récupération assistée de pétrole.

aussi laisser une certaine quantité de pentanes plus dans les mélanges de LGN transportés par le pipeline d'IPL, de façon à contrôler la pression de vapeur dans les installations de stockage à Superior (Wisconsin).

Pour ramener la viscosité du bitume à un niveau acceptable qui en permette l'acheminement dans les pipelines actuels, il faut ajouter 0,43 mètre cube de pentanes plus, approximativement, à chaque mètre cube de bitume. Il faut ajouter 0,27 mètre cube de pentanes plus environ à chaque mètre cube de pétrole lourd classique de la région de Lloydminster.

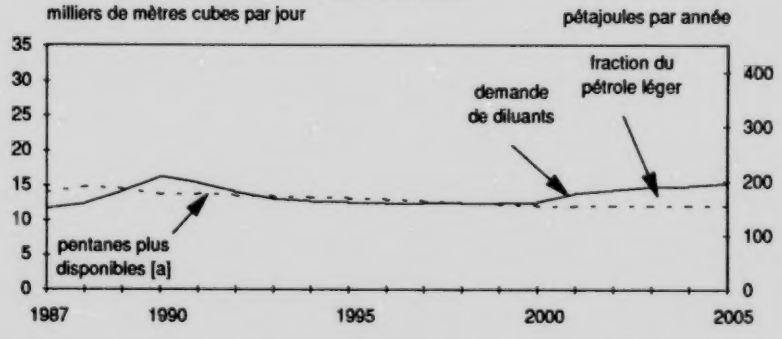
Compte tenu de nos prévisions concernant la production de pétrole brut lourd, il est peu probable que l'offre de pentanes plus soit suffisante pour répondre à la demande de diluants. Comme le montre la figure 7-8, nous avons supposé que les besoins en diluants excédant les approvisionnements en pentanes plus seront satisfaits grâce à une fraction de pétrole léger que nous avons déduite, par conséquent, de nos prévisions de l'offre de pétrole léger.

L'insuffisance de l'offre pourrait également être atténuée par le recyclage de diluants des raffineries de l'Est jusqu'en Alberta, par l'importation de pentanes plus, par l'utilisation d'émulsions de pétrole et d'eau, par le recours à des produits abaissant la viscosité, par la valorisation du pétrole lourd et du bitume dans des installations régionales de valorisation afin d'obtenir la qualité requise pour le transport, et par la construction d'installations pipelinières se prêtant au transport des bruts plus lourds. Il est vraisemblable que l'utilisation d'un substitut quelconque aux pentanes plus aura pour effet d'augmenter le coût du bitume à la raffinerie.

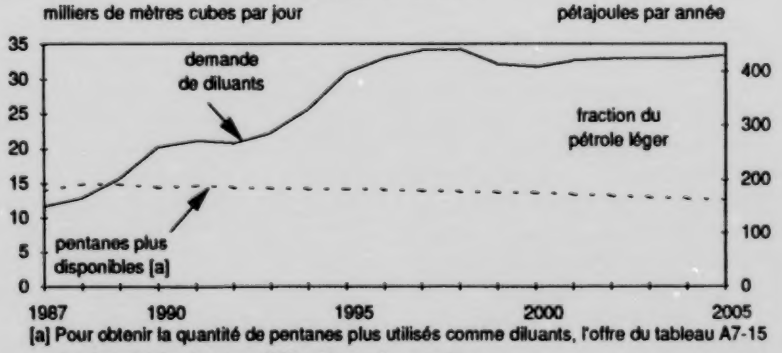
On pratique déjà le recyclage de diluants entre les dépôts de bitume à Cold Lake et les raffineries d'Edmonton et, occasionnellement, on utilise de petits volumes de naphta de raffinerie comme diluant. L'installation de valorisation Co-op de Regina, dont nous avons tenu compte dans nos prévisions, ne réduira pas les besoins de diluants parce que les diluants sont utilisés comme charges d'alimentation. Cependant, nos prévisions concernant d'autres installations de valorisation reflètent effectivement une réduction des besoins de diluants, car nous avons supposé que les charges d'alimentation sont transportées jusqu'aux installations soit sous une forme exempte de tout mélange soit mélangées à des diluants recyclés.

Diverses raisons expliquent que certaines quantités de pentanes plus ne pourront pas être utilisés à titre de diluants. On peut citer notamment les besoins en charges d'alimentation de la raffinerie de Bowden en Alberta (800 mètres cubes par jour en 1987), les quantités acheminées à Sarnia sous forme de mélanges de LGN (980 mètres cubes par jour en 1987),

Figure 7-8
Offre et demande de diluants
scénario bas



scénario élevé



[a] Pour obtenir la quantité de pentanes plus utilisés comme diluants, l'offre du tableau A7-15 doit être réduite d'environ 4000 mètres cubes par jour.

les volumes mélangés au pétrole brut léger au gisement (environ 1 500 mètres cubes par jour en 1987), les volumes associés à la production de gaz du delta du Mackenzie, et dans le scénario élevé, les volumes associés à la production de gaz de la côte est à partir de 2004. En 1987, une quantité approximative de 850 mètres cubes par jour de la production de l'usine de traitement du gaz de Shell à Waterton, en Alberta, qui était acheminée antérieurement au Montana, a été ajoutée à l'offre de diluant, après modification des pipelines.

7.6 Régions pionnières

Comme il est mentionné à la section 7.1, les régions pionnières du Canada possèdent des ressources découvertes importantes en pétrole brut; les ressources ultimes techniquement récupérables en provenance de ces régions pourraient être au moins d'égale importance à celles du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Jusqu'à présent, l'exploitation de ces ressources n'a pas été attrayante au point de vue économique, mais des sociétés continuent d'étudier des moyens de mettre en valeur les gisements découverts. D'autres travaux d'exploration seraient sans doute suscités si l'exploitation des gisements découverts devenait rentable.

Le tableau 7-8 résume nos estimations des coûts d'offre des découvertes les plus prometteuses dans les régions pionnières. Les coûts d'offre concernant Hibernia sont présentés avec et sans l'effet de la subvention fédérale annoncée dans l'"Énoncé de principes" signé en juillet 1988 par le gouvernement fédéral et celui de Terre-Neuve, et par les membres du consortium Hibernia.

Le plan d'exploitation du champ Hibernia, qui comprend la construction d'une plate-forme fixe à embase de béton, a déjà été approuvé sous réserves par l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers. En vertu de ce plan, la production maximale du champ serait de 17 500 mètres cubes par jour environ; elle pourrait être maintenu à ce niveau pendant neuf ans à peu près avant qu'elle commence à décliner. Nous fondant sur ce taux de production et sur les coûts de capital et d'exploitation décrits dans l'"Énoncé de principes", les coûts d'offre du gisement Hibernia se situent, selon nos estimations, entre 24 et 27 $ US le baril.[1] Dans de telles circonstances, la mise en valeur de ces ressources ne serait intéressante que dans notre scénario élevé. Cependant, les taux d'actualisation utilisés pour calculer les coûts de l'offre ne reflètent pas un régime fiscal ou financier particulier ou des mesures spéciales de soutien.

Nous estimons que la subvention fédérale de 1,04 milliard de dollars canadiens prévue dans l'"Énoncé de principes" réduirait les coûts d'offre de 3 $ US le baril environ et les ramènerait à un niveau compris entre 21 et 24 $ US le baril, ce qui serait cependant toujours supérieur aux prix du pétrole prévus dans notre scénario bas. Nous n'avons pas procédé à une analyse détaillée pour tenir compte de la situation fiscale particulière des sociétés; une telle analyse pourrait révéler une viabilité commerciale même aux prix du scénario bas.

Le tableau 7-8 indique que, d'après nos analyses de l'offre, de petits gisements dans les régions des Grands Bancs et du plateau continental Scotian pourraient être exploités à partir de plates-formes flottantes à des coûts viables dans les deux scénarios.

La région du delta du MacKenzie et de la mer de Beaufort est éloignée des principales raffineries et des réserves considérables sont nécessaires pour justifier des investissements majeurs dans un réseau de transport. La découverte du champ Amauligak, qui s'est révélé être d'une grande capacité de production et qui renferme des réserves plus importantes que les autres champs trouvés antérieurement dans la région, a beaucoup amélioré les perspectives de développement.

Selon nos estimations de coûts d'offre pour le gisement Amauligak (tableau 7-8), la mise en valeur serait au mieux marginalement rentable dans le scénario bas, mais viable dans le scénario élevé. Lorsque la production commencerait à décliner, après six ou sept ans, l'exploitation de nouveaux champs serait entreprise de façon à maintenir le débit du pipeline. Si de nouvelles réserves substantielles sont découvertes au large des côtes avant le début des travaux de construction du pipeline, le raccordement simultané de ces réserves et de celle d'Amauligak pourrait s'avérer intéressant du point de vue économique.

Nous nous sommes fondés sur ces observations sur les coûts de l'offre pour élaborer les prévisions suivantes dans le scénario bas :

---

1. Les coûts du projet figurant dans l'"Énoncé de principes" sont supérieurs à ceux que nous avons utilisés pour calculer les estimations de coûts de l'offre qui figurent dans notre rapport de 1986. À cette époque, nous avions estimé le coût d'offre de 18 à 22 $ US à Chicago, à un taux d'actualisation de 10 %.

Tableau 7-8

Coûts de l'offre de pétrole brut régions pionnières

	coûts de l'offre à la sortie du gisement ($ CAN/m3)	coûts du transport à la raffinerie ($ CAN/m3)	coûts de l'offre à Chicago ou à un centre équivalent ($ CAN/m3)	($ US le baril)
au large de la côte est				
Hibernia [a]				
taux d'act. 10%	-	-	190	24
taux d'act. 15%	-	-	220	27
Hibernia [a] (+ subvention fédérale)				
taux d'act. 10%	-	-	170	21
taux d'act. 15%	-	-	195	24
gisements exploitables à l'aide de plate-formes flottantes				
taux d'act. 10%	95-150	10	100-160	13-20
taux d'act. 15%	105-160	10	115-170	14-21
delta du Mackenzie/mer de Beaufort				
Amauligak				
taux d'act. 10%	75	70	150	19
taux d'act. 15%	85	90	170	21

Nota: [a] D'après les besoins en capitaux et les coûts d'exploitation apparaissant dans "L'énoncé de principes" du 18 juillet 1988; comprend les coûts du transport.

- Nous avons supposé que, pour la région située au large de la côte est, seules les ressources dont les coûts d'exploitation sont moindres seraient exploitées à l'aide de plates-formes flottantes; l'exploitation d'Hibernia à l'aide d'une plate-forme fixe ne serait pas entreprise. Comme le délai de réalisation de ces projets est relativement court, nous prévoyons que la production commencera en 1996, et qu'elle s'élèvera progressivement à 13 000 mètres cubes par jour en 2001. Nous soulignons cependant que nous avons effectué notre évaluation sans connaître pleinement l'effet, sur les coûts d'offre, des positions fiscales des sociétés qui participent au projet Hibernia.

- En ce qui concerne la région MacKenzie-Beaufort, nous avons supposé que le projet Amauligak n'irait pas de l'avant, bien que notre analyse des coûts d'offre révèle que les travaux de construction du pipeline pourraient avoir lieu pendant les dernières années de la période des prévisions. Toutefois, cela n'influerait pas concrètement sur nos prévisions d'offre car, avant 2005, on ne produirait que peu ou pas de pétrole.[1]

Dans le scénario élevé, nous prévoyons des niveaux élevés de production au large de la côte est et de la région Mackenzie-Beaufort :

- L'exploitation des champs au large de la côte est commence en 1992 au rythme de 1 500 mètres cubes par jour, atteint un sommet de 28 000 mètres cubes par jour en 1996, puis retombe à un plateau de 25 000 mètres cubes par jour pour le reste de la période des prévisions. Des petits gisements seraient d'abord exploités à l'aide de

1. En vue de fournir un moyen de transport, jusqu'au marché, du condensat produit en même temps que le gaz naturel, nous supposons qu'un pipeline de petit diamètre destiné à cette fin serait construit afin de relier le delta du MacKenzie à Norman Wells, à l'occasion de l'achèvement d'un gazoduc vers le delta du MacKenzie. De petits volumes de pétrole brut pourraient être transportés en même temps que le condensat, si l'espace pipelinier est disponible.

plates-formes flottantes, l'exploitation d'Hibernia commençant en 1995.

- On prévoit que l'exploitation de la région MacKenzie-Beaufort commencera en 1990 par des expéditions par pétroliers d'Amauligak vers la côte ouest ou la ceinture du Pacifique à un rythme annuel moyen de 2 000 mètres cubes par jour environ. Grâce à de telles expéditions, il serait possible d'évaluer les caractéristiques des gisements et d'obtenir assez tôt une marge d'autofinancement. L'achèvement, en 1997, d'un oléoduc vers l'Alberta permettrait d'accroître de façon significative la production de cette région, qui atteindrait 24 000 mètres cubes par jour en 1999.

La production totale des régions pionnières n'atteint que 13 000 mètres cubes par jour d'ici à l'an 2005 dans le scénario bas, comparativement à 48 000 mètres cubes dans le scénario élevé.

Dans le scénario bas, la réalisation de tels projets exige qu'environ 100 millions de mètres cubes de pétrole des régions pionnières, soit près de 20 % des ressources découvertes actuellement, soient inclus dans les réserves établies pendant la période des prévisions. Dans le scénario élevé, au moins 310 millions de mètres cubes des régions pionnières seront inclus dans les réserves établies pendant la période des prévisions, soit 60 % environ des ressources actuellement découvertes.

Depuis 1985, des expéditions mineures par pétroliers ont été faites à partir du champs Bent Horn, dans l'archipel Arctique. Ces expéditions visaient à montrer qu'il était commercialement possible de transporter du pétrole du Haut-Arctique en utilisant un pétrolier brise-glace, et il est probable que ces expéditions continuent quelque soit le scénario retenu.

7.7 Offre globale

L'offre globale de pétrole brut a augmenté chaque année depuis 1982. Cette tendance s'est maintenue en 1986 et en 1987, en dépit de l'effondrement des prix mondiaux de pétrole brut qui s'est produit au premier trimestre de 1986. À l'avenir, le maintien de cette tendance dépendra très largement des prix futurs du pétrole brut, mais les perspectives d'ensemble en ce qui concerne l'offre se sont améliorées considérablement depuis la publication de notre rapport de 1986.

Nos prévisions actuelles et celles de 1986 relativement à l'offre de pétrole brut léger et de pétrole brut

Tableau 7-9

Capacité de production de pétrole brut

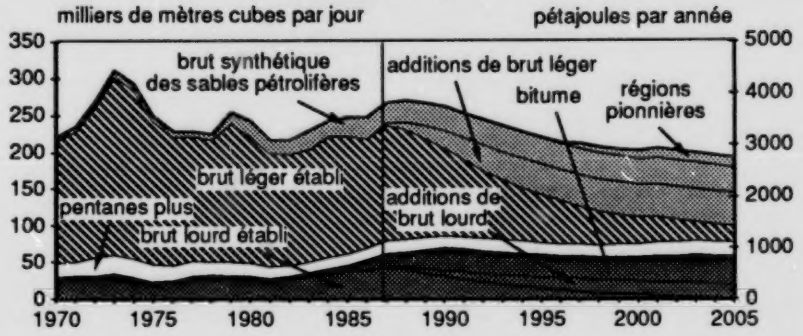
(milliers de mètres cubes par jour)

		1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
				scénario bas				
rapport actuel								
	léger	195	196	194	184	161	148	134
	lourd	74	76	75	79	59	55	61
	total	**269**	**272**	**268**	**263**	**221**	**203**	**195**
rapport de 1986								
	léger	194	184	176	163	123	100	81
	lourd	63	55	48	50	47	43	41
	total	**257**	**239**	**224**	**213**	**170**	**143**	**122**
				scénario élevé				
rapport actuel								
	léger	195	199	199	192	176	202	198
	lourd	74	80	83	98	128	122	124
	total	**269**	**279**	**282**	**289**	**304**	**324**	**322**
rapport de 1986								
	léger	195	186	178	165	133	150	128
	lourd	68	64	63	73	94	94	114
	total	**263**	**250**	**241**	**238**	**226**	**244**	**242**

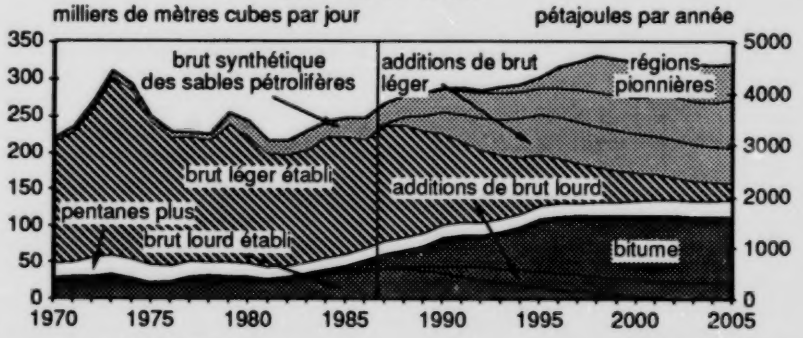
Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Source: tableau A7-15 en annexe et rapport d'octobre 1986.

Figure 7-9
Offre de pétrole brut et équivalents canadiens scénario bas



scénario élevé



Source: tableau A7-15 en annexe.

lourd sont résumées au tableau 7-9. La figure 7-9 illustre les divers éléments de nos prévisions actuelles, ainsi que les niveaux historiques de production. Des détails supplémentaires concernant la contribution des divers éléments à l'offre de pétrole sont fournis au tableau A7-15 en annexe.

Nos prévisions actuelles sont considérablement plus élevées que celles de notre rapport de 1986. Cela est attribuable en partie au fait que nous utilisons une estimation plus importante des ressources techniquement récupérables et que les prix de 1987 sont supérieurs à ceux que nous avions projetés en 1986. Cependant, un facteur encore plus important a été le changement du climat d'exploitation par suite de diverses mesures adoptées par le gouvernement et l'industrie, parmi lesquelles nous pouvons citer :

- la mise en place d'encouragements au forage, à l'exploration et au développement, après la chute des prix du pétrole en 1986;
- l'allègement de la réglementation concernant la production et les exportations;
- l'adoption par l'industrie de mesures qui visent la réduction des coûts et qui ont porté fruit dans la plupart des domaines, surtout dans le cadre de la production de bitume et de pétrole brut synthétique.

Ces facteurs ont eu un effet positif immédiat et substantiel sur l'offre. Ainsi, selon qu'il s'agit du scénario bas ou du scénario élevé, nos prévisions pour 1988 dépassent celles de 1986 de 33 000 et de 29 000 mètres cubes par jour, respectivement. Les différences s'accroissent à 50 000 et 51 000 mètres cubes par jour d'ici à 1990. Les différences à court terme tiennent principalement à l'offre de pétrole brut classique et de bitume de l'Ouest canadien. À plus long terme, nous prévoyons également de fortes augmentations par rapport aux prévisions de 1986 dans l'offre de pentanes plus et de pétrole provenant des régions pionnières, dans les deux scénarios, et dans l'offre de brut synthétique provenant des installations minières intégrées dans le scénario élevé.

Nous montrons dans la figure 7-9 que l'offre globale de pétrole brut et équivalents baisse progressivement dans le scénario bas, passant d'un niveau record de 272 000 mètres cubes par jour en 1988, à 195 000 mètres cubes par jour en 2005. Dans ce scénario, l'offre de pétrole brut léger baisse de façon sensible car nous excluons toute nouvelle installation de valorisation après l'achèvement de l'usine Bi-Provincial et toute exploitation minière intégrée supplémentaire, et nous ne retenons que des mises en valeur mineures dans les régions pionnières avec plateformes de production flottantes au

large de la côte est. L'offre de pétrole brut lourd (qui, selon notre définition, ne comprend pas les charges d'alimentation destinées aux installations de valoration) diminue également à cause de l'accroissement de la demande en charges d'alimentation destinées aux installations de valoratisation. L'offre de pétrole brut lourd classique passe du niveau record de 45 000 mètres cubes par jour en 1988 à 21 000 mètres cubes par jour en 2005. Selon nos prévisions, l'offre de bitume augmentera, passant de 20 000 à 30 000 mètres cubes par jour d'ici à 1990, compte tenu des projets actuellement en cours. Après 1990, l'offre de bitume restera pratiquement stable jusqu'à l'année 1998 après laquelle l'exploitation du bitume redeviendra rentable par suite de la hausse projetée des prix du pétrole brut. Vers la fin de la période des prévisions, la production de bitume passe à 40 000 mètres cubes par jour.

Dans le scénario élevé, l'offre globale s'accroît de 279 000 mètres cubes par jour en 1988 à un niveau compris entre 320 000 et 330 000 mètres cubes par jour entre 1997 et 2005. Dans ce scénario, l'offre de pétrole brut léger est relativement constante; la croissance de l'offre résulte presque entièrement des augmentations projetées de la production de pétrole brut lourd basée sur la mise en valeur du bitume. La baisse progressive de la production de pétrole classique dans l'Ouest canadien entraîne, dans un premier temps, une diminution de l'offre globale de brut léger après 1989, mais nous projetons un renversement de cette tendance en 1994, par suite :

- de la construction de trois nouvelles exploitations minières intégrées, et de faibles agrandissements des mines existantes;
- de la construction de deux nouvelles installations de valorisation qui viendront s'ajouter à l'installation de valorisation Co-op, et, en dernier lieu,
- d'importants projets dans les régions pionnières au large de la côte est, dans la mer de Beaufort et le delta du Mackenzie.

Un résumé du calendrier de tous les grands projets apparaît au tableau A7-18 en annexe.

7.8 Bilans de produits pétroliers et besoins en charges d'alimentation des raffineries

Au chapitre 4, nous avons évalué les perspectives d'utilisation du pétrole au Canada en fonction de la demande globale de produits pétroliers raffinés. Afin de déterminer les incidences de la demande de produits pétroliers sur les bilans de l'offre et de la demande de pétrole brut, nous devons convertir les demandes de produits en besoins correspondants en charges d'alimentation des raffineries au Canada. Tel est l'objet de la présente section.

Pour évaluer les incidences de la demande de produits sur les besoins en pétrole brut au Canada, nous tenons compte de la capacité existante de distillation des raffineries par région, de la mesure dans laquelle les raffineries peuvent fabriquer différents types de produits, et du rôle joué par les exportations et importations de produits.

Capacité des raffineries

En 1985, le Canada comptait 29 raffineries dont la capacité totale combinée de distillation se chiffrait à 304 000 mètres cubes par jour. La capacité totale des raffineries n'a pratiquement pas changé entre 1985 et 1988 (Tableau 7-10).

En 1987, la raffinerie de Petro-Canada à Terre-Neuve, fermée pendant plusieurs années, a été vendue à Newfoundland Energy Company, qui a son siège aux Bermudes. La raffinerie, qui a recommencé à produire vers la fin de l'année, a ajouté 16 000 mètres cubes par jour à la capacité de raffinage de la région de l'Atlantique. Esso Petroleum a accru la capacité de sa raffinerie de Dartmouth pour utiliser divers pétroles bruts. Gulf Canada a fermé sa raffinerie de Montréal (d'une capacité de 12 000 mètres cubes par jour) en 1986. D'autres raffineurs de l'Est du Canada ont accru leur capacité à produire des produits légers. En Ontario, Suncor s'est dotée d'une installation d'hydrocraquage et réduit la capacité de distillation de 3 000 mètres cubes par jour. À Montréal, Petro-Canada a doté sa raffinerie d'une installation d'hydrocraquage Canmet. Consumers' Coop de Regina achève de réaliser un projet de valorisation du pétrole brut lourd en pétrole brut léger en vue d'un traitement plus poussé à sa raffinerie. Parkland Industries

Tableau 7-10

Capacité de raffinage

(milliers de mètres cubes par jour)
(pétrole brut et équivalents)

	janvier	
	1985	1988
Provinces de l'Atlantique	36	52
Québec	62	50
Ontario	103	99
Provinces des Prairies	75	73
Colombie-Britannique/T.N.-O.	28	29
total - Canada	**304**	**303**

de Red Deer, en Alberta, a acheté la raffinerie de Bowden de Shell Canada. Cette société possède déjà un réseau de stations-service en Alberta et en Saskatchewan, et elle se livre également à l'exploration pétrolière.

Depuis 1980, l'industrie du raffinage a amélioré son équipement de traitement afin d'augmenter sa production de produits légers tels que l'essence et les distillats; cela s'est traduit par une chute prononcée de la production de mazout lourd, qui est passée de 14 % à 7 % de la production totale des raffineries. On prévoit que de nouvelles améliorations des facteurs de production par unité permettront de réagir aux changements technologiques dans la demande et dans les spécifications des produits; par exemple, l'élimination progressive du plomb dans l'essence et du soufre dans le carburant diesel. Par ailleurs, le traitement de quantités croissantes de pétrole brut synthétique pendant la période d'étude exigera peut-être des investissments.

Ces dernières années, les raffineurs ont accru les transferts interrégionaux de pétrole semi-transformé aux fins de fabrication de produits finis. Pendant la période des prévisions, nous prévoyons que de tels transferts, ainsi que les transferts de produits finis, augmenteront rapidement, en particulier entre le complexe de raffinage d'Edmonton, en Alberta, et Vancouver, en Colombie-Britannique.

Besoins des raffineries en charges d'alimentation

Dans les deux scénarios, la demande globale de produits pétroliers s'accroît de 248 000 mètres cubes par jour environ, en 1987, à 294 000 et 297 000 mètres cubes par jour, respectivement, d'ici à l'an 2005; soit une augmentation de près de 50 000 mètres cubes par jour.

Cette augmentation peut être satisfaite en partie en utilisant plus largement la capacité des raffineries. Dans l'Est du Canada, on peut faire passer l'utilisation de la capacité de son niveau actuel (81 % en 1987) à 90 % environ pendant la période des prévisions. De telles augmentations permettent de satisfaire, à concurrence de plus de 20 000 mètres cubes, l'accroissement de la demande de produits.

Quant au reste de la demande, on devra y répondre en augmentant la capacité de raffinage ou les importations. Selon nos estimations, le coût d'importation de produits pétroliers sera inférieur au coût de mise en place de nouvelles raffineries; en fait, il semble probable que, par une unité de production, le seul coût en capital d'une nouvelle raffinerie, au Canada, excèderait déjà le coût marginal des raffineries étrangères possédant une capacité excédentaire. Les grandes sociétés pétrolières internationales disposant de capacité excédentaire de raffinage seront probablement enclines à optimiser leurs activités de raffinage à l'échelle mondiale afin de réduire leurs coûts. Dans de telles circonstances, il nous semble douteux que de nouvelles raffineries seront construites au Canada pendant la période d'étude. Ainsi, nous prévoyons que les importations de produits pétroliers passeront à 50 000 mètres cubes par jour dans les deux scénarios.

De façon plus générale, les exportations et les importations de produits pétroliers continueront de jouer un rôle important dans le bilan de l'offre et de la demande. Nous avons supposé que les raffineurs et les intermédiaires indépendants continueront d'exporter et d'importer des produits, pendant la période d'étude, afin de compenser les déséquilibres saisonniers et régionaux de la demande et d'exploiter les raffineries de la façon la plus efficace. Par ailleurs, les sociétés disposant de marchés à l'exportation bien établis aux États-Unis continueront probablement d'approvisionner leurs clients. Par exemple, la raffinerie de Come-by-Chance à Terre-Neuve, dont la nouvelle vocation est l'exportation, devrait exporter l'essentiel de sa production, quelle que soit la situation de l'offre et de la demande au Canada.

Le total des exportations de produits pétroliers en 1987 s'est chiffré à 27 000 mètres cubes par jour environ. Selon nos estimations, les exportations passeront à 33 000 mètres cubes par jour environ en 1988, et se maintiendront à ce niveau pendant la période d'étude. Environ 50 % de ces exportations viendront de la région de l'Atlantique.

En 1987, les importations totales de produits pétroliers se chiffraient en moyenne à 22 000 mètres cubes par jour. Certains gros consommateurs industriels et des services publics continueront d'importer du mazout lourd pour leurs propres fins et nous prévoyons que certains intermédiaires indépendants pénètreront les marchés de l'Ouest canadien en important des produits pétroliers en Colombie-Britannique. Nous prévoyons que des intermédiaires indépendants importeront des produits pétroliers achetés sur le marché du disponible pour profiter de façon ponctuelle des bas prix du marché international au comptant. En nous fondant sur les pratiques qui prévalent dans l'industrie canadienne, nous pouvons prévoir que

Tableau 7-11

Besoins en charges d'alimentation des raffineries

(milliers de mètres cubes par jour)

scénario bas

	1987	1990	1995	2000	2005
demande de produits pétroliers	221,0	229,0	243,9	249,3	260,0
exportations de produits pétroliers	27,0	34,6	33,9	33,8	33,8
importations de produits pétroliers	-22,5	-24,0	-37,9	-42,0	-50,4
modification des stocks, usage par la raffinerie, pertes et autres redressements	10,4	15,4	16,8	17,8	17,0
besoin en charges d'alimentation des raffineries	235,9	255,2	256,7	258,9	260,6
fournitures:					
pétrole partiellement traité, autre matériel, et butanes provenant des usines de gaz	-10,7	-11,9	-10,4	-10,4	-10,2
pétrole brut	225,2	243,1	246,3	248,5	250,5
léger	201,2	218,1	217,3	220,3	221,4
lourd	25,0	25,0	29,0	28,2	29,1

scénario élevé

	1987	1990	1995	2000	2005
demande de produits pétroliers	221,0	226,9	240,2	252,4	263,9
exportations de produits pétroliers	27,0	34,3	33,1	33,0	33,1
importations de produits pétroliers	-22,5	-20,0	-31,4	-40,9	-49,5
modification des stocks, usage par la raffinerie, pertes et autres redressements	10,4	15,2	17,4	18,3	17,5
besoin en charges d'alimentation des raffineries	235,9	256,3	259,3	262,8	265,0
fournitures:					
pétrole partiellement traité, autre matériel, et butanes provenant des usines de gaz	-10,7	-11,9	-11,0	-11,9	-11,9
pétrole brut	225,2	244,4	247,3	250,8	253,1
léger	201,2	218,8	217,3	219,1	220,4
lourd	25,0	25,6	30,0	31,7	32,7

Source: tableau A7-16 en annexe.

les raffineurs canadiens ne réduiront pas leurs fournitures de brut afin d'importer des produits au comptant.

Nos perspectives relatives à la demande de pétrole brut au Canada sont illustrées dans le tableau 7-11.

Dans l'Est du Canada (vers l'est à partir de l'Ontario), dans les deux scénarios, les fournitures de brut passeront de 153 000 mètres cubes par jour en 1987 à 175 000 mètres cubes par jour d'ici à 2005, en raison principalement de la remise en service de la production de la raffinerie Come-by-chance. Dans l'Ouest canadien, les fournitures de brut pourraient passer de 83 000 mètres cubes par jour environ, en 1987, à 86 000 mètres cubes par jour dans le scénario bas, et à 90 000 mètres cubes par jour, dans le scénario élevé, d'ici à 2005. Cette augmentation se produirait dans la région des Prairies, en particulier au complexe de raffinage d'Edmonton, car ces raffineries, en règle générale plus récentes, plus grosses et plus efficaces, élargissent leur aire d'approvisionnement jusqu'en Colombie-Britannique.

7.9 Profils de l'offre et de la demande

En 1987, la production totale de pétrole brut et équivalents au Canada a dépassé la consommation intérieure de 37 000 mètres cubes environ par jour. Les raffineries du Canada utilisent généralement du pétrole brut léger pour obtenir des produits pétroliers, la plus grande partie de la production de pétrole brut lourd étant exportée. Pour qu'on puisse évaluer dans quelle mesure la production nationale peut satisfaire la demande intérieure de charges d'alimentation, il faut déterminer

Tableau 7-12

Offre et disposition de pétrole brut léger et équivalents

(milliers de mètres cubes par jour)

	1987	1990	1995	2000	2005
scénario bas					
offre intérieure[a]	188	184	161	148	134
importations	58	69	70	80	95
offre totale	246	253	231	228	229
besoins intérieurs totaux	202	218	217	221	222
excédent de l'offre ou exportations éventuelles	44	35	14	7	7
disposition totale	246	253	231	228	229
importations nettes de pétrole brut léger	14	34	56	73	88
scénario élevé					
offre intérieure[a]	188	192	176	202	198
importations	58	69	56	44	44
offre totale	246	261	232	246	242
besoins intérieurs totaux	202	219	217	219	220
excédent de l'offre ou exportations éventuelles	44	42	15	27	22
disposition totale	246	261	232	246	242
importations nettes de pétrole brut léger	14	27	41	17	22

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] On a déduit de l'offre totale les besoins en diluants pour le transport par pipeline du pétrole brut lourd.

Source: tableau A7-17 en annexe.

séparément les bilans de l'offre et de la demande de pétrole brut léger et de pétrole brut lourd.

7.9.1 Pétrole brut léger

Nous présentons dans le tableau 7-12 les perspectives de l'offre et de la demande de pétrole brut léger et équivalents. L'offre globale de pétrole brut léger comprend le pétrole brut léger classique, le brut synthétique et les pentanes plus.

En 1987, la production a été de 188 000 mètres cubes par jour environ, comparativement à une demande intérieure des raffineries se chiffrant à 202 000 mètres cubes par jour. La restriction de la capacité pipelinière a entraîné une réduction involontaire de 7 000 mètres cubes environ par jour de la production de pétrole brut.

Le Canada a exporté quelque 44 000 mètres cubes par jour de pétrole brut léger en 1987, principalement vers le Midwest. Les producteurs canadiens peuvent desservir ces marchés à des prix plus bas qu'ils ne peuvent le faire lorsqu'il s'agit des marchés canadiens à l'est de Montréal. Les importations de pétrole brut léger vers l'Est du Canada ont été de 58 000 mètres cubes par jour environ; ainsi, les importations nettes ont été de 14 000 mètres cubes par jour.

Pendant la période des prévisions, nous supposons que le pétrole brut de l'Ouest canadien et de la région de Mackenzie-Beaufort servira à satisfaire la demande des raffineurs, en premier lieu dans l'Ouest canadien, puis celle de l'Ontario et, en dernier lieu, celle des raffineries de Montréal. Nous avons supposé également que les exportations qui empruntent les réseaux pipeliniers Rangeland et Milk River resteront constantes à 7 000 mètres cubes par jour. Par ailleurs, nous avons supposé que toute la production provenant du large de la côte Est sera expédiée aux raffineries de la région de l'Atlantique; si cette production est exportée, les niveaux des exportations et des importations augmenteront, mais la position nette restera inchangée.

L'utilisation, au Canada, de pétrole brut léger canadien diminue dans le scénario bas; elle passe de quelque 144 000 mètres cubes par jour en 1987 à 127 000 mètres cubes par jour en 2005, par suite de la réduction des approvisionnements en pétrole brut léger dans l'Ouest canadien. Dans le scénario élevé, cette utilisation atteint 177 000

mètres cubes par jour en 2005, grâce à la production des régions pionnières.

En 1987, la production de pétrole brut synthétique était approximativement de 29 000 mètres cubes par jour, soit 15 % de la production globale de pétrole brut léger. Les raffineries canadiennes, principalement dans la région des Prairies et en l'Ontario, ont consommé près de 80 % de cette production, le reste étant exporté vers les États-Unis. La production de pétrole synthétique augmente dans les deux scénarios à 50 000 et 90 000 mètres cubes par jour environ, d'ici à 2005, dans le scénario bas et le scénario élevé, respectivement. Nous supposons que cette production pourrait être consommée au Canada en raison de la baisse de l'offre de pétrole brut léger classique.

Les importations de pétrole brut léger en 1987 ont représenté 29 % environ de l'ensemble de nos besoins en pétrole brut léger. Dans le scénario bas, les importations passent à plus de 40 % du total des fournitures de pétrole brut léger d'ici à 2005. Dans le scénario élevé, au début de la période des prévisions, la part des importations augmente; elle baisse par la suite à mesure que la production des zones pionnières arrive sur le marché dans les années 1990. Comme nous l'avons déjà mentionné, une partie considérable des importations sert à fabriquer des produits destinés aux marchés de l'exportation; nous prévoyons que cette tendance se maintiendra.

7.9.2 Pétrole brut lourd

Nous présentons dans le tableau 7-13 les perspectives relatives à l'offre et à la demande de pétrole brut lourd. La capacité de production de pétrole brut lourd, dans le scénario bas, baisse légèrement, mais dans le scénario élevé, la production augmente fortement et atteint 125 000 mètres cubes par jour environ d'ici à 2005, par suite d'un accroissement rapide de la production de bitume. Dans les deux scénarios, la capacité de production dépasse l'utilisation intérieure pendant toute la période des prévisions.

Les raffineries canadiennes ne traitent actuellement qu'un volume limité du pétrole brut lourd canadien. En règle générale, la demande intérieure de pétrole brut lourd canadien est saisonnière et

Tableau 7-13

Offre et disposition de pétrole brut lourd

(milliers de mètres cubes par jour)

	1987	1990	1995	2000	2005
scénario bas					
offre intérieure[a]	74	79	59	55	61
importations	7	7	7	7	7
offre totale	81	86	66	62	68
besoins intérieurs totaux	25	25	29	28	29
excédent de l'offre ou exportations éventuelles dans le Midwest et le Montana	56	61	37	34	39
disposition totale	81	86	66	62	68
exportations nettes	49	54	30	27	32
scénario élevé					
offre intérieure[a]	74	98	128	122	124
importations	7	7	7	7	7
offre totale	81	105	135	129	131
besoins intérieurs totaux	25	26	30	32	33
excédent de l'offre ou exportations éventuelles dans le					
-Midwest et le Montana	53	67	81	83	84
-autres	3	12	24	15	14
total	56	79	105	98	98
disposition totale	81	105	135	129	131
exportations nettes	49	72	98	90	91

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] L'offre intérieure comprend les diluants.

Source: tableau A7-17 en annexe.

dépend principalement de la demande d'asphalte. Le traitement du pétrole brut canadien pour la fabrication de produits raffinés autres que l'asphalte est limité actuellement par la disponibilité des installations de traitement des raffineries. La capacité de raffinage de pétrole brut lourd d'une usine de l'Ontario a été augmenté. Nous ne prévoyons que très peu de modifications des installations de raffinage pour le traitement du pétrole brut lourd.

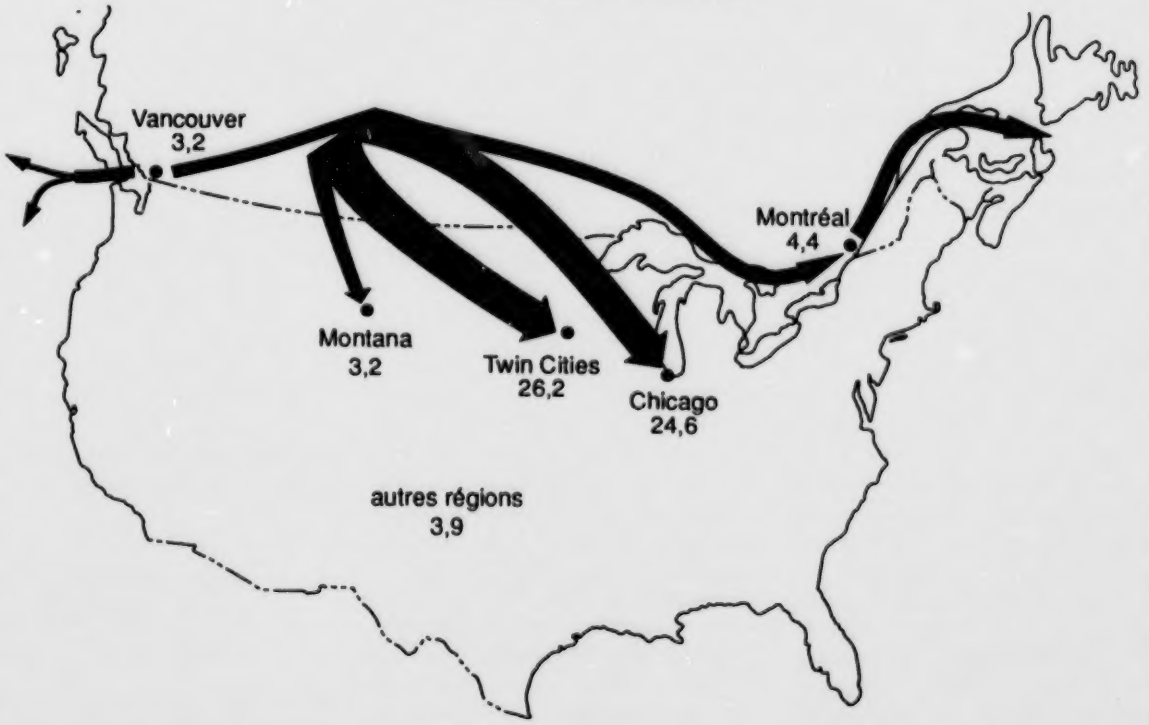
Les besoins intérieurs estimés en pétrole brut lourd, à l'exclusion des charges d'alimentation des usines de valorisation, augmentent dans les deux scénarios, passant de 25 000 mètres cubes par jour environ, en 1987 à 29 000 et 33 000 mètres cubes respectivement en 2005. De ces quantités, 7 000 mètres cubes par jour sont importés par des raffineries du Québec et des provinces de l'Atlantique; cette situation devrait se maintenir pendant la période d'étude. La demande de pétrole brut lourd, exprimée en pourcentage de l'ensemble des besoins en pétrole brut, reste à 12 % environ.

Le Canada exporte la plus grande partie de sa production de pétrole brut lourd, principalement aux États-Unis. La figure 7-10 illustre les principaux endroits vers lesquels le pétrole brut lourd canadien a été exporté pendant le premier semestre de 1988.

Figure 7-10

Exportations de pétrole brut lourd par marchés
1er semestre de 1988

(milliers de mètres cubes par jour)



Les besoins en pétrole brut aux États-Unis seront déterminés par la demande de produits pétroliers légers. Pendant la période d'étude, la demande de produits des États-Unis augmentera probablement à un rythme annuel moyen de 1 % environ, dans le contexte d'un scénario semblable à notre scénario élevé. Dans le scénario bas, l'excédent de pétrole brut lourd canadien reste à peu près au niveau actuel et il ne semble pas que l'on connaisse des problèmes d'écoulement sur le marché de l'exportation.

À l'heure actuelle, le pétrole brut lourd canadien est exporté principalement vers le Midwest et le Montana, où la capacité globale de raffinage est de 190 000 mètres cubes par jour environ; de ce total, 85 000 mètres cubes par jour environ représentent la capacité de traitement du pétrole brut lourd. Nos exportations se chiffrent actuellement à 60 000 mètres cubes par jour. Cela donne à penser que, grâce à des politiques agressives de mise en marché, de plus grandes quantités de pétrole brut lourd canadien pourraient se vendre dans cette région.

Il nous apparaît plausible que les raffineurs de cette région des États-Unis s'appuyeront davantage sur le pétrole lourd canadien, aussi longtemps que la capacité pipelinière sera disponible et que les prix des pétroles bruts seront compétitifs. Par ailleurs, à mesure que les expéditions de pétrole brut Wyoming Sour vers cette région baissent parallèlement à la chute de la production, le pétrole brut canadien pourrait s'approprier une part élargie du marché. Le marché actuel du Midwest et du Montana pour le pétrole brut lourd est également susceptible de s'accroître sous réserve que les raffineurs des États-Unis mettent en place des installations de valorisation pour traiter davantage de pétrole brut lourd. Les décisions intéressant de telles investissements sont complexes et il n'est pas possible de prévoir avec certitude si elles seront prises; cependant, nos prévisions tiennent compte d'un certain niveau de remplacement du léger par du lourd. Ces facteurs, combinés aux taux élevés d'utilisation de la capacité nécessaires pour répondre à la demande de produits, suggèrent que le brut lourd canadien pourrait bien jouer un rôle croissant lorsqu'il s'agit de répondre à la demande en charges d'alimentation du Midwest et du Montana.

Dans le scénario élevé, nous avons inclus des exportations modestes de pétrole brut lourd canadien à partir de Montréal vers les États du golfe du Mexique et de la côte est. En ce qui concerne le pétrole provenant de la côte ouest, nous avons supposé que la pleine capacité du réseau pipelinier de Trans Mountain Pipe Line Ltd., après la réalisation du projet, récemment approuvé, d'agrandissement du pipeline de la société, sert à transporter le pétrole brut lourd vers les marchés d'exportation. L'agrandissement du pipeline de Trans Mountain fournirait un accès supplémentaire aux marchés des États-Unis et de la ceinture du Pacifique, particulièrement le Japon et les pays à croissance économique rapide de l'Extrême-Orient tels que la Corée du Sud. Cependant, ces marchés, qui offrent des possibilités très supérieures à celles retenues dans nos estimations, demeurent hautement compétitifs en raison de la disponibilité de pétroles bruts en provenance du Moyen-Orient, de l'Extrême-Orient et, de date récente, d'Australie. De plus, les possibilités d'exportation sous la rubrique "autres" comprennent des volumes modestes pour lesquels il reste encore à déterminer des marchés.

Un autre marché éventuel est celui de la région de raffinage de Wood River, en Illinois, au sud de Chicago. Selon nos estimations, ce marché pourrait absorber 15 000 mètres cubes par jour de pétrole brut lourd. Cependant, pour que le Canada puisse accéder à ce marché, une capacité pipelinière devrait être mise en place, soit par le renversement de la direction d'écoulement de l'un des deux pipelines existants qui transportent actuellement le pétrole vers le nord, de Wood River à Chicago, soit par la construction d'un nouvel oléoduc.

En résumé, il est difficile de déterminer si une nouvelle expansion des marchés américains sera en fait l'option la plus attrayante pour des producteurs de pétrole brut lourd. Dans le scénario élevé, le marché du Midwest et du Montana peut n'être pas suffisant pour absorber les niveaux élevés qui figurent dans nos prévisions relatives à la production de pétrole brut lourd canadien. Cela, combiné aux avantages qu'une diversification des marchés offre aux producteurs canadiens, pourrait rendre vraisemblable l'accroissement des ventes à l'étranger. Quel que soit le cas, il faudra mettre en place une capacité pipelinière supplémentaire au Canada, compte tenu de nos hypothèses touchant l'offre dans le scénario élevé.

7.9.3 Exportations et importations de pétrole brut et de produits pétroliers

En 1987, le Canada a été un exportateur net en ce qui concerne l'ensemble du pétrole brut et équi-

Tableau 7-14

Exportations et importations de pétrole brut et de produits pétroliers

(milliers de mètres cubes par jour)

scénario bas

	1987	1990	1995	2000	2005
exportations					
léger	44	35	14	7	7
lourd	56	61	37	34	39
total partiel-pétrole brut	100	96	51	41	46
produits pétroliers	27	35	34	34	34
total	**127**	**131**	**85**	**75**	**80**
importations					
léger	58	69	70	80	95
lourd	7	7	7	7	7
total partiel-pétrole brut	65	76	77	87	102
produits pétroliers	23	24	38	42	50
total	**88**	**100**	**115**	**129**	**152**
exportations(importations) nettes de pétrole brut et de produits pétroliers	39	31	(30)	(54)	(72)

scénario élevé

	1987	1990	1995	2000	2005
exportations					
léger	44	42	15	27	22
lourd	56	79	105	98	98
total partiel-pétrole brut	100	121	120	125	120
produits pétroliers	27	34	33	33	33
total	**127**	**155**	**153**	**158**	**153**
importations					
léger	58	69	56	44	44
lourd	7	7	7	7	7
total partiel-pétrole brut	65	76	63	51	51
produits pétroliers	23	20	31	41	50
total	**88**	**96**	**94**	**92**	**101**
exportations(importations) nettes de pétrole brut et de produits pétroliers	39	59	59	66	52

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Source: tableau A7-17 en annexe.

valents; ses exportations nettes se chiffraient à 35 000 mètres cubes par jour. Cette situation était attribuable en grande partie à nos exportations de pétrole brut lourd. Dans le cadre de nos prévisions relatives au scénario bas, la position nette à l'exportation se détériore rapidement. D'ici à 2005, les importations nettes se chiffreront à 56 000 mètres cubes par jour environ. Dans le scénario bas, par contre, l'accroissement des approvisionnements en pétrole brut lourd améliore beaucoup notre position nette à l'exportation; d'ici à 2005, les exportations nettes atteignent un niveau proche de 69 000 mètres cubes par jour environ.

Les échanges de produits pétroliers on entraîné en 1987 de faibles exportations nettes. Dans les deux scénarios, les importations de produits pétroliers augmentent parce que la demande dépasse la capacité des raffineries canadiennes d'où des importations nettes modestes d'ici à 2005. Ainsi, dans le scénario bas, les positions globales nettes à l'importation (pétrole brut et produits pétroliers) dépassent quelque peu celles relatives au pétrole brut seulement. Dans le scénario élevé, l'accroissement des importations nettes de produits pétroliers entraîne des exportations totales nettes inférieures à celles attribuables uniquement au pétrole brut (tableau 7-14).

7.10 Observations finales

Nous terminons ce chapitre par une brève description des principaux réseaux pipeliniers de transport de brut au Canada, suivie par un examen de l'effet que nos bilans de l'offre et de la demande de pétrole brut pourraient avoir sur leur exploitation.

Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. et Pipeline Interprovincial

Figure 7-11

Prinicipaux oléoducs

Limitée, une division d'Énergie Interhome Inc., exploitent les deux principaux pipelines qui acheminent le brut canadien vers les marchés intérieur et extérieur. En outre, le pipeline Portland-Montréal joue un rôle important dans l'expédition du pétrole brut étranger vers les raffineries de Montréal. L'emplacement de ces pipelines est illustré à la figure 7-11.

Trans Mountain exploite un pipeline qui achemine le pétrole brut, les produits pétroliers partiellement raffinés et les produits raffinés de points d'arrivage en Alberta et en Colombie-Britannique à des points de livraison en Colombie-Britannique, principalement les quatre raffineries qui se trouvent dans la région de Vancouver. Par le terminal maritime Westridge à Burnaby se font des expéditions, par pétrolier, de pétrole brut léger et de pétrole brut lourd vers les marchés étrangers. Trans Mountain exploite également une canalisation secondaire entre Sumas, en Colombie-Britannique, et Anacortes, dans l'État de Washington, où se trouvent quatre raffineries. Bien que ces raffineurs américains dépendent avant tout du brut de l'Alaskan North Slope, ils prennent du brut canadien lorsque son prix est compétitif. Bien que le pipeline de Trans Mountain soit surtout utilisé pour transporter du brut, des volumes de produits pétroliers raffinés (essence et diesel) destinés aux terminaux de produits à Kamloops, en Colombie-Britannique, ne cessent d'augmenter depuis qu'on eu lieu les premières expéditions en 1985. En moyenne, le pipeline a transporté 26 000 mètres cubes de pétrole brut et de produits pétroliers par jour en 1987, dont 22 000 mètres cubes par jour étaient destinés à des marchés intérieurs et 4 000 mètres cubes par jour à des marchés d'exportation.

Dans les deux scénarios, nous nous attendons à ce que les charges d'alimentation intérieures transportées par Trans Mountain continuent de satisfaire les besoins de la Colombie-Britannique. Dans le scénario élevé, les expéditions par pétroliers de pétrole brut lourd à partir du quai de Westridge, qui se font de façon assez régulière depuis janvier 1987, continueront probablement et augmenteront dès l'achèvement de l'agrandissement de Trans Mountain en 1990. Dans le scénario bas, des expéditions occasionnelles peuvent se faire; cependant, il est probable qu'une demande suffisante existe sur le marché du Midwest et du Montana pour absorber les excédents.

Interprovincial exploite le réseau de pipeline le plus vaste et le plus complexe d'Amérique du Nord pour le transport du brut; ce réseau s'étend sur plus de 3 700 kilomètres depuis Edmonton, en Alberta, jusqu'à Montréal, au Québec. Il lui arrive de transporter 35 qualités différentes de pétrole, y compris des produits raffinés, des liquides de gaz naturel et des pétroles bruts légers, moyens et lourds, pour un nombre à peu près équivalent d'expéditeurs.

Interprovincial transporte ces produits vers des destinations dans les provinces des Prairies et vers les centres de raffinage de Sarnia, de Toronto et de Nanticoke (Ontario); Montréal (Québec); région de Minneapolis - St.Paul (Minnesota); Superior (Wisconsin); région de Chicago (Illinois et Indiana); Detroit (Michigan); Toledo et Canton (Ohio); et région de Buffalo (New York).

En 1987, le débit de ce réseau a été en moyenne de 213 000 mètres cubes par jour environ, avec des livraisons de 128 000 et 85 000 mètres cubes par jour à des destination au Canada et à l'étranger, respectivement.

Depuis 1984, un problème majeur a été le manque de capacité pipelinière pour le transport des volumes proposés par les expéditeurs, en dépit de l'achèvement, ces dernières années, de plusieurs agrandissements des installations.

Le besoin de capacité supplémentaire sur les réseaux de Trans Mountain et d'Interprovincial à l'avenir dépendra des quantités disponibles de pétrole brut et équivalents. Dans le scénario élevé, un agrandissement semble indiqué, mais dans le scénario bas, il est difficile de concevoir un besoin d'agrandissement en raison des prévisions à la baisse de l'offre. En fait, dans le scénario bas, les expéditions de pétrole brut léger vers Montréal cesseraient d'ici à l'an 2000 et il serait nécessaire d'importer du pétrole brut en Ontario au-delà de l'an 2000.

Cependant, si les gouvernements décidaient de voir à ce que certains grands projets aillent de l'avant, l'offre pourrait être plus importante que nous ne la présentons dans notre scénario bas. L'offre de pétrole provenant des gisements au large de la côte Est et une offre supplémentaire de pétrole brut synthétique réduirait le besoin d'importer dans l'Est du Canada; le dernier projet mentionné augmenterait les expéditions de brut léger par le pipeline d'Interprovincial de 12 000 mètres cubes par jour, ce qui serait suffisant pour que l'Ouest canadien continue de desservir l'Ontario au-delà de l'an 2000. Si de nouvelles découvertes dans la région Mackenzie-Beaufort aboutissait à la construction d'un oléoduc qui permettrait d'acheminer une quantité additionnelle de 24 000 mètres cubes par jour de pétrole brut pro-

venant du delta du MacKenzie, l'Ontario n'aurait pas à importer durant la période des prévisions. L'incidence de ces projets sur le Québec serait de prolonger la période à laquelle le pétrole brut léger canadien pourrait être expédié aux raffineries de Montréal; cependant, dans le scénario bas, ces expéditions cesseraient d'ici à 2005.

Si de tels projets ne se réalisaient pas, les besoins de l'Ontario pourraient être satisfaits grâce à l'acheminement de quantités accrues par le réseau Portland-Montréal, combinés à un renversement de l'écoulement du pipeline Sarnia-Montréal. Une autre solution serait que le brut étranger soit transporté du Louisiana Offsbore Oil Port (LOOP) à Chicago par les pipelines Capline et Chicap, puis en Ontario par le tronçon Lakehead du réseau d'Interprovincial.

Le pipeline Portland-Montréal transporte du pétrole brut étranger de South Portland, dans l'État du Maine, à Montréal. Les raffineries de Montréal reçoivent également du pétrole brut canadien par le réseau d'Interprovincial, ce qui explique que le pipeline Portland-Montréal fonctionne bien au-dessous de sa capacité, qui est de 30 000 mètres cubes par jour. Si l'offre de pétrole brut léger canadien devait baisser comme nous le prévoyons dans notre scénario bas, les raffineurs de Montréal et de l'Ontario devraient recourir de plus en plus aux importations. Si les raffineurs de l'Ontario importaient du brut par le pipeline Sarnia-Montréal après renversement de l'écoulement de ce pipeline, le réseau Portland-Montréal devrait être doté d'une capacité supplémentaire.

En ce qui concerne la production de pétrole brut de la région MacKenzie/Beaufort, qui devrait se réaliser dans le scénario élevé, il faudra construire de nouveaux oléoducs pour acheminer ce brut vers les canalisations principales des réseaux existants.

Chapitre 8

Liquides de gaz naturel

Dans ce chapitre, nous étudions dans quelle mesure les liquides de gaz naturel (LGN), qui comprennent l'éthane, le propane, les butanes et les pentanes plus, contribuent à l'offre et à la demande d'énergie au Canada. Nous présentons d'abord l'offre de LGN provenant des usines de traitement du gaz, des raffineries de pétrole brut, des usines de production du pétrole brut synthétique et des usines de valorisation du pétrole lourd. Nous examinons ensuite la demande intérieure, ainsi que les exportations. Enfin, nous présentons individuellement les bilans de l'offre et de la demande quant à l'éthane, au propane et aux butanes. Le bilan de l'offre et de la demande de pentanes plus fait partie du bilan global de l'offre et de la demande de pétrole brut léger, et est examiné au chapitre 7.

L'historique de la production de LGN est présenté dans le tableau A8-1, en annexe, et les prévisions de production le sont dans le tableau A8-2, également en annexe.

8.1 Offre de liquides du gaz naturel

Les scénarios bas et élevé relatifs aux LGN produits par les usines de traitement du gaz sont fondés sur les prévisions respectives de la production de gaz naturel, examinées à la section 6.4, et sur des hypothèses concernant le rendement en LGN (production de LGN en mètres cubes, par unité de production de gaz naturel en millions de mètres cubes).

La production de LGN à partir des gisements de gaz naturel actuellement exploités est fondée sur une évaluation de l'offre de LGN par usine, tandis que la production rattachée aux gisements inactifs et aux additions aux réserves est fondée sur des hypothèses au sujet des rendements futurs en LGN.

Dans les années 60 et au début des années 70, les rendements en propane, butanes et pentanes plus ont augmenté, pour diverses raisons :

- mise en oeuvre d'importants programmes de recyclage de gaz dans les réservoirs de condensats, afin de maximiser la récupération de liquides;
- augmentation de l'offre de pétrole brut, ce qui a eu pour effet d'accroître l'offre et le traitement du gaz en solution qui est riche en LGN; et
- construction d'usines de retraitement (usines de chevauchement) à Empress en 1964, à Cochrane en 1970 et d'une seconde usine de ce type à Empress en 1971, lesquelles ont augmenté la récupération des liquides, en plus de ce qui était déjà récupéré par les usines de traitement situées à proximité des gisements.

Cependant, au milieu des années 70, les rendements en LGN ont commencé à baisser à cause de la production décroissante de liquides à partir des projets de recyclage du gaz en Alberta. C'est surtout le rendement en pentanes plus qui a diminué, ces liquides étant principalement produits à partir de ces projets.

Les rendements en propane, butanes et pentanes plus avaient déjà commencé de diminuer dans les années 1970, mais l'extraction d'éthane n'en était encore qu'à ses débuts. Le rendement en éthane a continué d'augmenter, au fur et à mesure que l'on ajoutait et agrandissait les installations de chevauchement, et plus récemment, à la suite de l'ajout d'installations d'extraction aux usines de traitement du gaz près des gisements, afin de satisfaire la demande de liquides utilisés dans la récupération assistée du pétrole.

Nous prévoyons que la tendance à la baisse des rendements en liquides devrait généralement se poursuivre pendant la période d'étude, à mesure que les actuels projets de recyclage du gaz donneront moins de liquides, et que la proportion de gaz dissous diminuera dans l'offre totale. Toutefois, le gisement de gaz naturel découvert à Caroline, en Alberta, qui devrait produire à pleine capacité d'ici à 1991, est riche en liquides de gaz; l'exploitation de ce gisement, et de tout autre gisement de gaz riche en LGN qui pourrait être découvert à l'avenir, réduira ce fléchissement. En outre, la production de gaz du delta du Mackenzie, qui sera ac-

compagnée d'importants volumes de pentanes plus, donnera lieu à une augmentation du rendement global en pentanes plus entre 1999 et 2001.

La politique du gouvernement de l'Alberta relative à l'éthane influera sur la construction de futures installations d'extraction de l'éthane dans les usines de traitement à proximité des gisements. Nous n'avons pas tenu compte de ces installations dans nos prévisions. Toutefois, nous prévoyons encore que la production d'éthane augmentera jusqu'au début des années 90, en raison de l'augmentation du volume de gaz naturel devant être traité aux usines d'extraction de l'éthane actuellement en service. Nous présentons à la figure 8-1 les rendements historiques et prévus de chaque composante des LGN, selon le scénario bas. Les prévisions dans le scénario élevé sont semblables, car nous avons supposé que la composition moyenne du gaz naturel sera similaire.

Compte tenu des rendements, la production de LGN des usines de traitement du gaz naturel est directement liée au volume de gaz naturel produit. Comme nos prévisions de l'offre de gaz, dans le présent rapport, sont supérieures à celles de notre rapport de 1986 (ce dont nous avons discuté au chapitre 6), nos prévisions de la production connexe de LGN sont beaucoup plus élevées vers la fin de la période d'étude comparativement aux prévisions présentées dans notre rapport de 1986.

Les projets pétroliers et gaziers dans les régions pionnières ont été présentés aux chapitres 6 et 7. Les projets comportant la production de gaz naturel dans le delta du Mackenzie et au large de la côte est contribueront à accroître l'offre de LGN. Nous prévoyons que le gaz du delta du Mackenzie, qui devrait commencer à être produit en 1999 selon nos deux scénarios (voir la section 6.4), sera traité afin d'en récupérer les pentanes plus. Nous prévoyons que la production de pentanes plus, à partir du gaz du delta, passera de 1 800 mètres cubes par jour en 1999 à 4 000 mètres cubes par jour d'ici à 2001, et qu'elle se stabilisera à ce niveau pour le reste de la période des prévisions. De plus, nous prévoyons que ce gaz sera retraité dans l'une des usines de chevauchement de l'Alberta, afin d'en extraire plus de liquides.

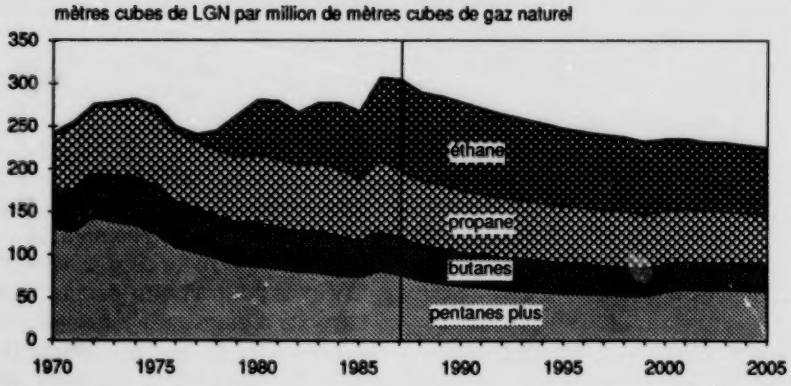
La production de gaz au large de la côte est débutera en 2004 dans notre scénario élevé (voir la section 6.4) et atteindra un sommet de 250 pétajoules par an en 2005. La production de propane, de butanes et de pentanes plus correspondant à ce volume de gaz naturel devrait, selon nos prévisions, être de 750, 600 et 2 500 mètres cubes par jour, respectivement.

Comme l'illustrent les figures 8-2, 8-4 et 8-6, la production de LGN demeurera relativement stable pendant la période des prévisions, car le fléchissement des rendements sera compensé par une augmentation de la production de gaz naturel.

La production d'éthane sera plus forte dans le scénario élevé, que dans le scénario bas, au milieu de la période des prévisions, car les usines de chevauchement traiteront des volumes accrus de gaz naturel. Toutefois, la production atteindra sa capacité maximale d'ici à l'an 2005 dans plusieurs usines, et l'on prévoit que la production d'éthane sera la même, d'après les deux scénarios (figure 8-3).

Dans le cas du propane, des butanes et des pentanes plus, les niveaux de production légèrement supérieurs, dans le scénario élevé, correspondent à une production accrue de gaz naturel. Pour ce qui est des pentanes plus, cette différence s'explique par la production de volumes relativement importants qui seront associés au gaz naturel extrait au large de la côte est, mais dans le scénario élevé seulement. Les figures 8-5 et 8-7 présentent les prévisions d'après les scénarios bas et élevé pour le propane et les butanes, respectivement.

Figure 8-1
Rendements en LGN
scénario bas



Les tableaux A8-3 à A8-6 en annexe présentent des prévisions détaillées de la production de chaque liquide du gaz naturel provenant de gisements en production. Nous supposons que cette production est la même dans les deux scénarios, car la plupart des gisements de gaz productifs sont pleinement mis en valeur, de sorte que la production de gaz naturel et de LGN est identique dans les deux scénarios. Les prévisions relatives à la production des usines de chevauchement et à celle des réserves non engagées et des additions aux réserves sont différentes dans les deux scénarios, car elles reflètent les niveaux différents de production de gaz naturel.

Le propane et les butanes (GPL) sont produits dans les *raffineries de pétrole*, à diverses étapes du raffinage. Le pétrole brut qui entre dans une raffinerie peut contenir jusqu'à 4 % de GPL par unité de volume. Le GPL est séparé avec les gaz légers des autres composants du pétrole brut, dès le début du raffinage, et les dernières étapes du raffinage donnent également du GPL sous forme de sous-produits.

Une fois récupéré en raffinerie, le GPL est soit vendu, consommé comme combustible, utilisé comme charge d'alimentation pour les autres unités de traitement, ou, dans le cas du butane normal, mélangé à l'essence. Nos prévisions de l'offre de GPL par les raffineries comprennent uniquement les volumes qui devraient être vendus. Ces prévisions sont fondées sur les volumes de GPL vendu par unité de charge d'alimentation de pétrole brut, sur une base régionale, en 1987, et sur les prévisions des besoins en charges d'alimentation pour le pétrole brut, dont nous avons fait état au chapitre 7. Bien que nous reconnaissions que, pendant toute la période des prévisions, le volume commercialisé de GPL produit en raffinerie puisse être différent si la qualité du pétrole but raffiné au Canada change ou si les raffineries modifient leur configuration afin de répondre à l'évolution de la demande des produits, nos prévisions ne tiennent aucunement compte de ces changements.

Comme le montre le tableau 8-1, la production de propane et de butanes des raffineries n'augmentera que modérément au cours de la période d'étude et elle est, à toutes fins pratiques, identique dans les deux scénarios.

Les tableaux A8-7 et A8-8 en annexe présentent les prévisions de l'offre de propane et de butanes des raffineries par région, respectivement en fonction du scénario bas et le scénario élevé.

Nos prévisions de l'offre ne comprennent aucune production de LGN provenant d'*usines de production de pétrole brut synthétique* ou d'*usines de valorisation*. Actuellement, les gaz synthétiques produits par les procédés de valorisation dans ces usines, ainsi que tous les liquides qu'ils contiennent, sont utilisés sur place comme combustible. Les propriétaires de ces usines ont étudié la possibilité d'extraire les LGN des gaz synthétiques, mais cette récupération ne serait pas rentable jusqu'à présent. Nous supposons, dans nos prévisions, que les nouvelles usines de production du pétrole synthétique et de valorisation ne comprendront pas d'unités de récupération des liquides du gaz naturel.

Tableau 8-1
Offre de liquides de gaz naturel
(milliers de mètres cubes par jour)

	1987	1995		2005	
		scénario bas	scénario élevé	scénario bas	scénario élevé
usines de gaz					
éthane	25,5	28,4	29,3	26,6	26,6
propane	19,1	20,5	21,9	20,1	21,3
butanes	10,5	11,2	12,0	10,7	11,5
pentanes plus	18,6	17,1	18,2	19,7	22,5
raffineries					
éthane	-	-	-	-	-
propane	3,9	4,2	4,2	4,3	4,3
butanes	3,5	3,8	3,8	3,8	3,9
pentanes plus	-	-	-	-	-
total					
éthane	25,5	28,4	29,3	26,6	26,6
propane	23,0	24,7	26,1	24,4	25,6
butanes	14,0	15,0	15,8	14,5	15,4
pentanes plus	18,6	17,1	18,2	19,7	22,5

Source: tableau A8-2 en annexe.

8.2 Demande intérieure

Les LGN trouvent une foule d'emplois au Canada. Depuis la construction de la première usine d'éthylène de taille mondiale en Alberta en 1978, l'éthane est devenu une importante charge d'alimentation en pétrochimie. Une deuxième usine a été construite en 1984, et nous prévoyons la construction d'une troisième usine d'éthylène en 1995. Nous prévoyons que la demande d'éthane dans l'industrie pétrochimique sera de 21 000 mètres cubes par jour en 1995.

On utilise également l'éthane pour la récupération assistée du pétrole[1]. Comme l'illustre la figure 8-2, l'utilisation de l'éthane dans la récupération assistée du pétrole a augmenté de façon notable depuis 1984, soit depuis la mise en oeuvre de plusieurs projets d'injection de fluides miscibles; l'éthane représente actuellement environ 55 % des LGN utilisés comme fluides miscibles. Les besoins en éthane pour les injections de fluides miscibles (déduction faite des quantités récupérés) augmenteront à court terme, mais tomberont à zéro d'ici à l'an 2000 dans le scénario bas, et d'ici à 2003 dans le scénario élevé. Les besoins en éthanes sont plus grands à court terme d'après le scénario élevé parce que l'on prévoit qu'un plus grand nombre de projets d'extraction des hydrocarbures par injection de fluides miscibles seront mis en oeuvre si le prix du pétrole est relativement élevé. À plus long terme, la demande en éthanes dépendra des besoins de l'industrie pétrochimique.

Les marchés habituels du propane ont été divers: chauffage résidentiel; agriculture, notamment pour le séchage des cultures et la production de lait en poudre; combustible dans les restaurants; chauffage portatif dans le secteur industriel; utilisation comme solvant pour la récupération assistée de pétrole. Depuis la fin des années 70, des volumes plus importants de propane ont été utilisés comme charges d'alimentation pétrochimique (voir la section 4.1.5). Au début des années 80, le propane a commencé d'être utilisé comme carburant pour les véhicules routiers.

D'après le scénario bas, la demande de propane devrait augmenter dans tous les secteurs d'utilisation finale, notamment dans les transports et la pétrochimie. La demande du secteur des transports devrait passer de 2 000 à 2 700 mètres cubes par jour en 2005. Pendant la même période, la demande de propane par la pétrochimie devrait passer de 1 400 à 3 000 mètres cubes par jour. Les besoins en propane utilisé dans les injections miscibles (déduction faite des quantités récupérées) demeurent constants à court terme et tombent à zéro d'ici à l'an 2000.

Dans le scénario élevé, la demande augmente légèrement plus à cause de la plus grande utilisation du propane dans le secteur des transports (figure 8-5). La demande dans le secteur pétrochimique demeure identique dans les deux scénarios. La demande de propane pour les injections de fluides miscibles est plus élevée à court terme que dans le scénario bas, car les additions aux réserves de pétrole brut à partir des injections miscibles sont plus grandes dans le scénario élevé.

Les butanes sont utilisés principalement comme charge d'alimentation dans les raffineries, mais ils servent également comme charge d'alimentation en pétrochimie et, dans une très faible mesure, pour le chauffage. Les butanes sont rarement utilisés dans les injections de liquides miscibles, sauf lorsqu'ils sont incorporés aux mélanges de LGN.

Le principal facteur qui influera sur la demande de butanes par les raffineries est la production d'essence pour automobile. C'est en Alberta et en Ontario que la demande de butanes par des raffineries est la plus élevée. La production d'essence en Alberta devrait fléchir pendant la période d'étude, alors qu'elle devrait augmenter en Ontario. Cette hypothèse est fondée sur le fait que la plupart des raffineries ajoutent les volumes maximaux permis de butanes dans l'essence, et que des modifications dans la production de l'essence au plomb entraînent des changements correspondants dans la demande de butane normal.

La demande de butanes pourrait également être touchée par la réduction, exigée par la loi, de la teneur en plomb de l'essence (dans celle-ci, le plomb permet d'améliorer l'indice d'octane). La nécessité d'avoir des indices d'octane suffisants sans pour autant devoir utiliser le plomb pourrait se traduire par une demande accrue de butanes utilisés comme charge d'alimentation pour les procédés classiques de raffinage, ou encore pour la production d'éther butylique tertiaire de méthyle (EBTM), lequel peut être mélangé à l'essence afin d'accroître l'indice d'octane. Toute-

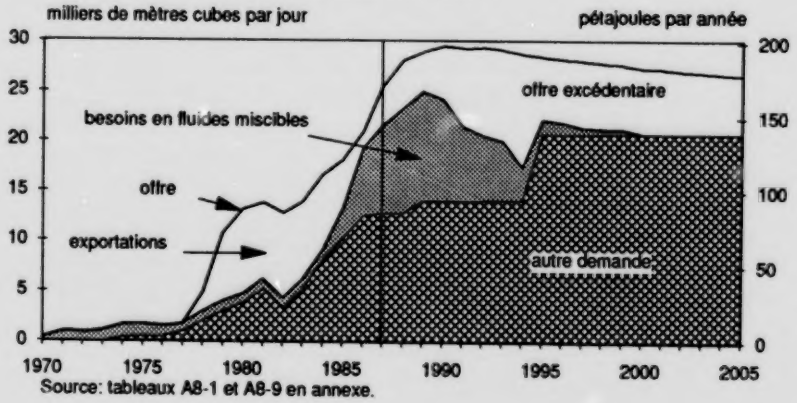
1. Nos prévisions des besoins en éthane, propane et butanes pour les injections de fluides miscibles sont des besoins nets, déduction faite des quantités récupérées à partir des projets actuels et futurs d'extraction d'hydrocarbures par injection de fluides miscibles. Les quantités récupérées devraient être suffisantes pour satisfaire les besoins en LGN pour les injections de fluides miscibles en l'an 2000 dans le scénario bas, et en l'an 2003 dans le scénario élevé.

fois, nous n'avons pas supposé que les besoins des raffineries en charge d'alimentation augmenteront à cause de cette exigence, et nous n'avons inclus aucune production d'EBTM dans nos prévisions. Les raffineries qui ont besoin de butanes, en plus de ce qu'elles produisent habituellement, en achètent aux usines de traitement du gaz.

La demande de butanes dans la catégorie intitulée "autre demande" à la figure 8-6 comprend les butanes utilisés dans les raffineries et ceux pour utilisation finale. Dans les deux scénarios, les besoins des raffineries en butanes se stabilisent à environ 3 000 mètres cubes par jour, pendant la période d'étude. La demande du secteur pétrochimique augmente pendant cette même période, passant de 400 à 700 mètres cubes par jour dans les deux scénarios. On prévoit que la demande de butanes pour les injections de liquides miscibles demeurera stable jusqu'à 1990, après quoi elle suivra le même mouvement que les autres liquides du gaz et tombera à zéro d'ici à l'an 2000 et l'an 2003, dans les scénarios bas et élevé, respectivement.

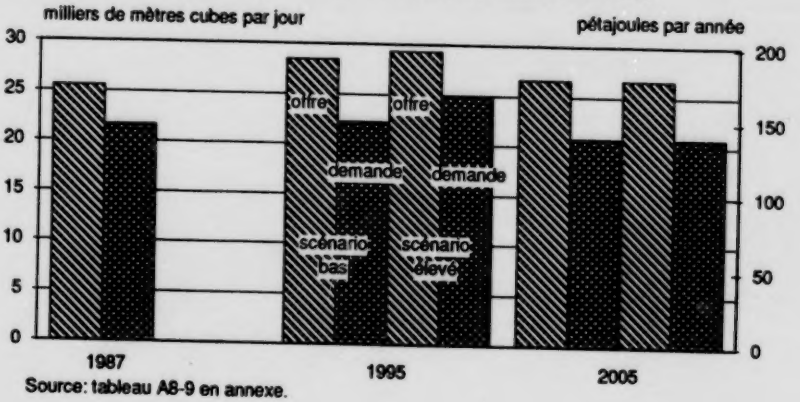
Afin d'atténuer la nature saisonnière de l'offre et de la demande de propane et de butanes, on a construit d'immenses cavernes souterraines dans des formations salines, afin d'y stocker ces produits. On retrouve principalement ces cavernes en Alberta et en Saskatchewan, ainsi que dans la région de Sarnia-Windsor, en Ontario. Le réseau IPL est le principal transporteur de LGN entre l'Ouest canadien et Sarnia, où les liquides sont fractionnés en leurs composants. L'oléoduc de Cochin, entre Edmonton et Sarnia, peut également transporter des LGN vers les marchés de l'Est du Canada et des

Figure 8-2
Offre et demande d'éthane
scénario bas



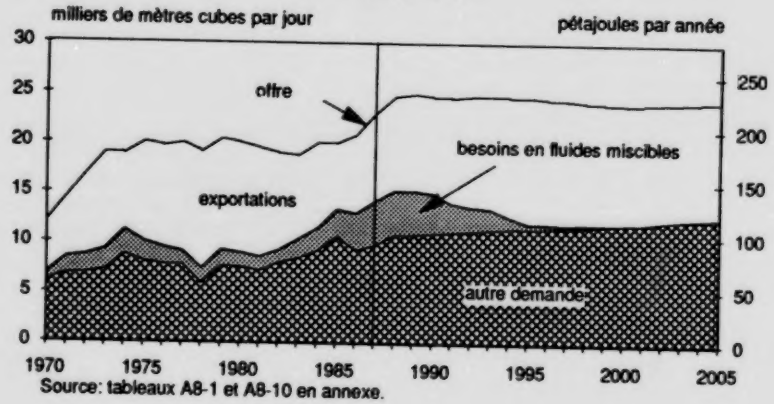
Source: tableaux A8-1 et A8-9 en annexe.

Figure 8-3
Offre et demande d'éthane
comparaison des scénarios bas et élevé



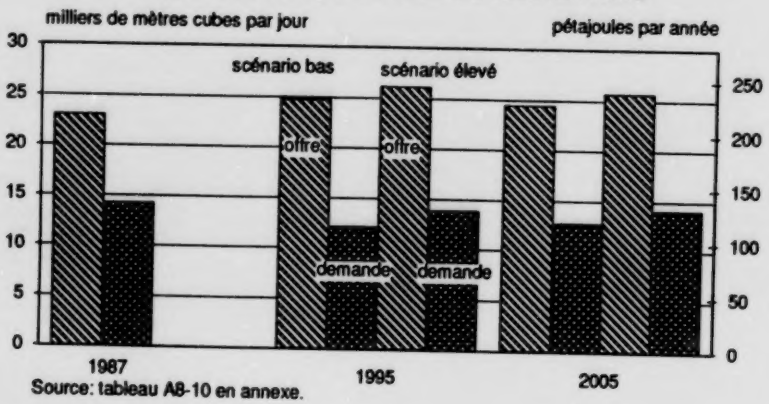
Source: tableau A8-9 en annexe.

Figure 8-4
Offre et demande de propane
scénario bas



Source: tableaux A8-1 et A8-10 en annexe.

Figure 8-5
Offre et demande de propane
comparaison des scénarios bas et élevé



Source: tableau A8-10 en annexe.

États-Unis. À partir de Sarnia, les LGN sont livrés par oléoducs, trains et camions.

Le sud de la Saskatchewan et le Manitoba sont desservis par l'oléoduc de Petroleum Transmission Company, entre Empress, en Alberta, et Winnipeg, au Manitoba.

8.3 Exportations

Les États-Unis sont actuellement le seul marché à l'exportation pour le propane et les butanes du Canada. Déjà, le Canada exportait du propane vers le Japon, mais il a cessé de le faire, car les pays de la ceinture du Pacifique et du Moyen-Orient offrent du propane à des conditions plus avantageuses.

Le Midwest américain est le principal marché à l'exportation du Canada, car il existe un pipeline en direction de cette région, ainsi que des infrastructures de stockage. Ce marché se prête bien à l'offre de source canadienne car, à la différence des marchés de la côte atlantique des États-Unis et de la région du Golfe du Mexique, il est difficile de le desservir à partir des approvisionnements provenant d'outre-mer. Le propane de l'Alberta est transporté vers les marchés du Midwest par les oléoducs de Cochin et MAPCO. De plus, les mélanges de LGN sont transportés par le réseau IPL jusqu'à Sarnia, en Ontario, où ils sont fractionnés et exportés vers les clients américains, c'est-à-dire dans le Midwest, le Centre-Nord et le Nord-Est des États-Unis. Aux LPG provenant de l'Ouest canadien et destinés à être exportés à partir de l'Est du Canada s'ajoutent le propane et les butanes produits par les raffineries locales.

Dans la région américaine du Golfe du Mexique, où l'on prévoit un accroissement de la concurrence par

les produits venant du Moyen-Orient, et notamment de l'Algérie, le propane canadien est aujourd'hui compétitif, grâce aux tarifs incitatifs offerts par les réseaux de Cochin et MAPCO.

Nous prévoyons que les marchés grandissants des États-Unis continueront à absorber les excédents canadiens de propane et de butanes.

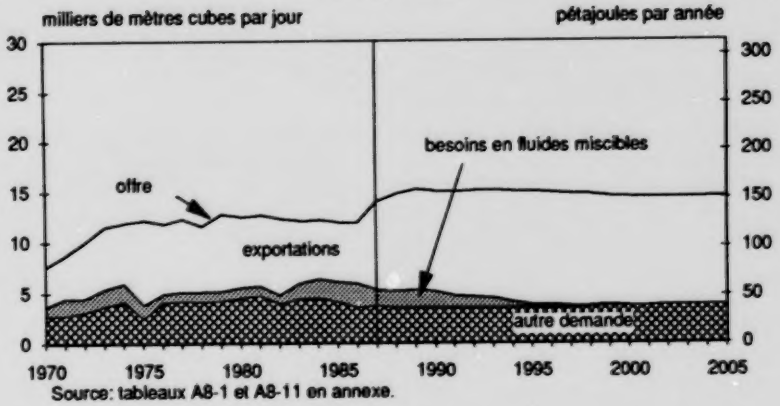
Il n'y a pas d'exportation d'éthane actuellement. Cependant, il y en a eu entre 1978 et 1986. La production excédentaire est plutôt réinjectée dans le circuit du gaz naturel.

8.4 Observations finales

Depuis le milieu des années 70, la production de LGN a dépassé les besoins intérieurs et de grandes quantités ont été exportées. Selon nos prévisions[1] (figures 8-2 à 8-7), les quantités de propane et de butanes disponibles pour l'exportation augmenteront jusqu'au milieu des années 90, et diminueront ensuite légèrement pour le reste de la période des prévisions.

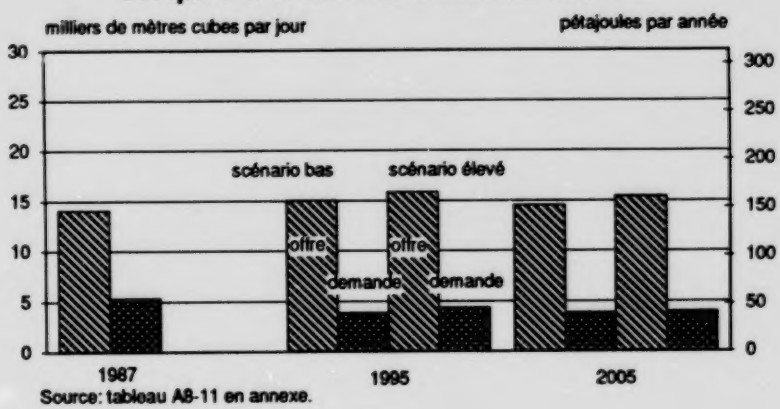
La demande d'éthane pour les injections de fluides miscibles et son utilisation comme charge d'alimentation en pétrochimie a augmenté de façon marquée au cours des dernières années. Nos prévisions indiquent une demande relativement constante pour l'éthane. La demande d'éthane comme charge d'alimentation en pétrochimie devrait augmenter, tandis qu'elle devrait diminuer pour les injections de fluides miscibles (déduction faite des quantités récupérées). Nous prévoyons une production d'éthanes excédentaire tout au

Figure 8-6
Offre et demande de butanes
scénario bas



Source: tableaux A8-1 et A8-11 en annexe.

Figure 8-7
Offre et demande de butanes
comparaison des scénarios bas et élevé



Source: tableau A8-11 en annexe.

1. Les tableaux A8-9 à A8-11 en annexe contiennent des données détaillées sur l'offre et la demande d'éthane, de propane et de butanes.

long de la période d'étude, mais pas d'exportations. En effet, toute production excédentaire sera probablement réinjectée dans le circuit du gaz et vendue à titre de gaz naturel.

La demande de propane pour utilisation finale a augmenté progressivement depuis la fin des années 70. Nos prévisions indiquent que cette tendance se poursuivra, principalement à cause de l'utilisation accrue du propane en pétrochimie et dans les transports. Nous prévoyons que les besoins en propane pour les injections de liquides miscibles aux hydrocarbures diminuera (déduction faite des quantités récupérées), ce qui entraînera un fléchissement de la demande totale de propane jusqu'au milieu des années 90. Nous prévoyons que la demande sera relativement stable dans le scénario bas, et qu'elle augmentera modestement dans le scénario élevé, ce qui donnera lieu à des excédents appréciables de propane qui pourront être exportés; cette situation prévaut depuis la fin des années 1960.

La demande de butanes a été relativement stable depuis le début des années 70, et s'est maintenue à des niveaux bien inférieurs aux niveaux de production. Selon nos prévisions, la demande de butane pour utilisation finale et les besoins des raffineries devrait continuer à être relativement stable, mais les besoins en butanes pour les injections de liquides miscibles devraient diminuer dans les années 90.

On prévoit que l'offre de butane augmentera à court terme, puis se stabilisera, ce qui donnera lieu à un excédent encore plus grand que par le passé de l'offre par rapport à la demande.

Chapitre 9

Charbon

Dans ce chapitre, nous étudions dans quelle mesure le charbon contribuera à l'offre et à la demande d'énergie au Canada. Nous commençons par une description des divers types de charbon ainsi que leur utilisation, suivie par des sections consacrées aux ressources et aux réserves, aux prix du charbon, aux coûts du transport, à la demande intérieure, aux exportations, à la production et aux importations.

Le Canada possède des ressources vastes et variées en charbon dont 98 % environ se trouvent dans l'ouest et le nord du Canada (voir le tableau A9-2 en annexe). Ces ressources vont du lignite et du charbon subbitumineux au charbon bitumineux et à l'anthracite, ces derniers possédant le plus grand pouvoir calorifique :

- Le lignite et le charbon subbitumineux sont surtout utilisés actuellement pour la production d'électricité à proximité des puits de mines de charbon. Certains dépôts pourraient également être exploités pour fournir des charges d'alimentation à des usines de gazéification ou de liquéfaction du charbon.

- Le charbon bitumineux peut être utilisé pour fournir de l'énergie thermique; en raison de son pouvoir calorifique élevé, il s'avère rentable de le transporter jusqu'à des marchés éloignés. Certains charbons bitumineux peuvent également être utilisés pour produire du coke, qui est un agent réducteur et une source de chaleur pour les aciéries et d'autres industries métallurgiques.

- L'anthracite peut servir au chauffage domestique et à des usages spéciaux tels que la fonte du titane. Il peut également être combiné avec du charbon bitumineux pour améliorer la qualité de la cokéfaction à des fins industrielles.

Une importante caractéristique du charbon réside dans sa teneur en soufre. On ne continuera d'utiliser le charbon que s'il est possible d'en réduire les émissions de gaz acides. La sensibilisation croissante aux dangers des émissions d'anhydride sulfureux et des pluies acides donnent une valeur particulière aux charbons de l'Ouest qui contiennent en général moins de 1 % de soufre. Les charbons de l'Est du Canada contiennent en règle générale 4 % environ de soufre; quelques gisements en contiennent jusqu'à 10 % ou plus. On met au point actuellement de nouvelles techniques permettant l'extraction, le transport et l'utilisation de ces ressources dans des conditions plus propres, plus sûres et plus économiques.

Le tableau A9-1 en annexe résume les critères de classification du charbon.

9.1 Ressources et réserves

L'Office national de l'énergie ne procèdant pas à une évaluation indépendante des ressources et des réserves de charbon, nous avons donc adopté dans ce rapport les données fournies par des sources extérieures.

Les ressources en charbon sont habituellement réparties en deux catégories principales : les ressources "d'intérêt immédiat" et les ressources "d'intérêt futur". Pour être d'intérêt immédiat, les ressources doivent être constituées par des couches de charbon dont l'épaisseur, la qualité, la profondeur et l'emplacement les rendent intéressantes à explorer de façon suivie ou à mettre en valeur rapidement. Les ressources d'intérêt futur se trouvent le plus souvent dans des régions très éloignées ou dans des régions où l'exploitation à l'aide des techniques traditionnelles est très coûteuse. Ces deux catégories se subdivisent ensuite en ressources "mesurées", "indiquées" et "déduites", selon l'envergure des travaux d'exploration, d'échantillonnage et d'analyse déjà effectués. Les ressources déduites se caractérisent par un moindre degré de certitude.

On appelle réserves les ressources, mesurées et indiquées, qui se prêtent le mieux à l'exploitation et qui sont susceptibles d'être exploitées à des fins commerciales. On appelle réserves les gi-

Tableau 9-1

Réserves récupérables restantes de charbon par province et par classe au 31 décembre 1985

province	classe	mégatonnes	pétajoules
Colombie-Britannique	lignite	566	7600
	bitumineux		
	thermique	433	10836
	métallurgique	1563	39114
Alberta	subbitumineux	871	15800
	bitumineux		
	thermique	800	17115
	métallurgique	240	5135
Saskatchewan	lignite	1670	23000
Nouveau-Brunswick	bitumineux		
	thermique	21	500
Nouvelle-Écosse	bitumineux		
	thermique	300	7663
	métallurgique	115	2937
Canada	lignite	2236	30600
	subbitumineux	871	15800
	bitumineux		
	thermique	1553	36114
	métallurgique	1918	47186
	total	6578	129700
Canada	thermique[a]	4660	82514
	métallurgique	1918	47186

Nota: [a] Les réserves de charbon thermique englobent toutes les réserves de lignite, de charbon subbitumineux et de charbon bitumineux thermique.

Source: Exploitation du charbon au Canada: 1986, Rapport 87-3F, CANMET, septembre 1987.

sements dont le périmètre a été bien délimité grâce à l'exploration et à l'échantillonnage et dont l'extraction est jugée rentable compte tenu de la technologie disponible. Les réserves de charbon ne représentent que 2 % du total des ressources.

Le tableau 9-1 présente la partie des réserves qui sont récupérables, déduction faite des pertes d'extraction. Les réserves sont plus considérables que celles mentionnées dans notre rapport de 1986 en raison de l'addition des réserves associées aux projets miniers de la rivière McLeod et de Mercoal, dans la région du piémont des Rocheuses en Alberta. L'OCREA a accordé des permis d'exploitation pour l'un et l'autre de ces projets.

Les réserves récupérables restantes totales représentent 6 578 mégatonnes, soit plus de cent fois la production de 1987 du Canada, qui se chiffrait à 61 mégatonnes. De ces réserves, 71 % sont constituées de charbon thermique.

9.2 Prix du charbon et coûts du transport

Les prix du charbon ont baissé de 30 % environ en termes réels depuis 1982, surtout à cause d'un excédent de charbon sur les marchés mondiaux. Ces dernières années, la Chine, la Colombie et le Venezuela se sont faits connaître comme des fournisseurs dont les prix de revient sont faibles, et cela a contribué à faire baisser les prix du charbon. L'industrie du charbon restera fortement compétitive; les augmentations futures de prix devraient donc être minimales.

Les coûts de production et de transport du charbon jusqu'aux marchés d'exportation varient largement selon le pays d'origine et le marché d'exportation. Par exemple, la Chine peut vendre le charbon thermique sur les marchés asiatiques à des coûts sensiblement plus bas que le Canada, en raison notamment des coûts de transport moindres. Nous avons mené notre analyse en adoptant l'hypothèse que les prix payés aux producteurs canadiens suffiront pour permettre des augmentations modestes de nos exportations. Le Canada étant un fournisseur à prix de revient généralement élevés, nos recettes à l'exportation peuvent dépendre de la mesure dans laquelle les acheteurs tiennent à maintenir la diversité des fournisseurs en vue de renforcer la sécurité de leur approvisionnement.

En 1987, le prix de vente du charbon métallurgique aux points d'exportation canadiens se situait dans une fourchette de 60 à 90 $ CAN la tonne (environ 2 à 3 $ CAN le gigajoule); le prix à l'exportation du charbon thermique se situait dans une fourchette de 42 à 46 $ CAN la tonne (1,50 $ CAN le gigajoule). Au début de 1988, la plupart des

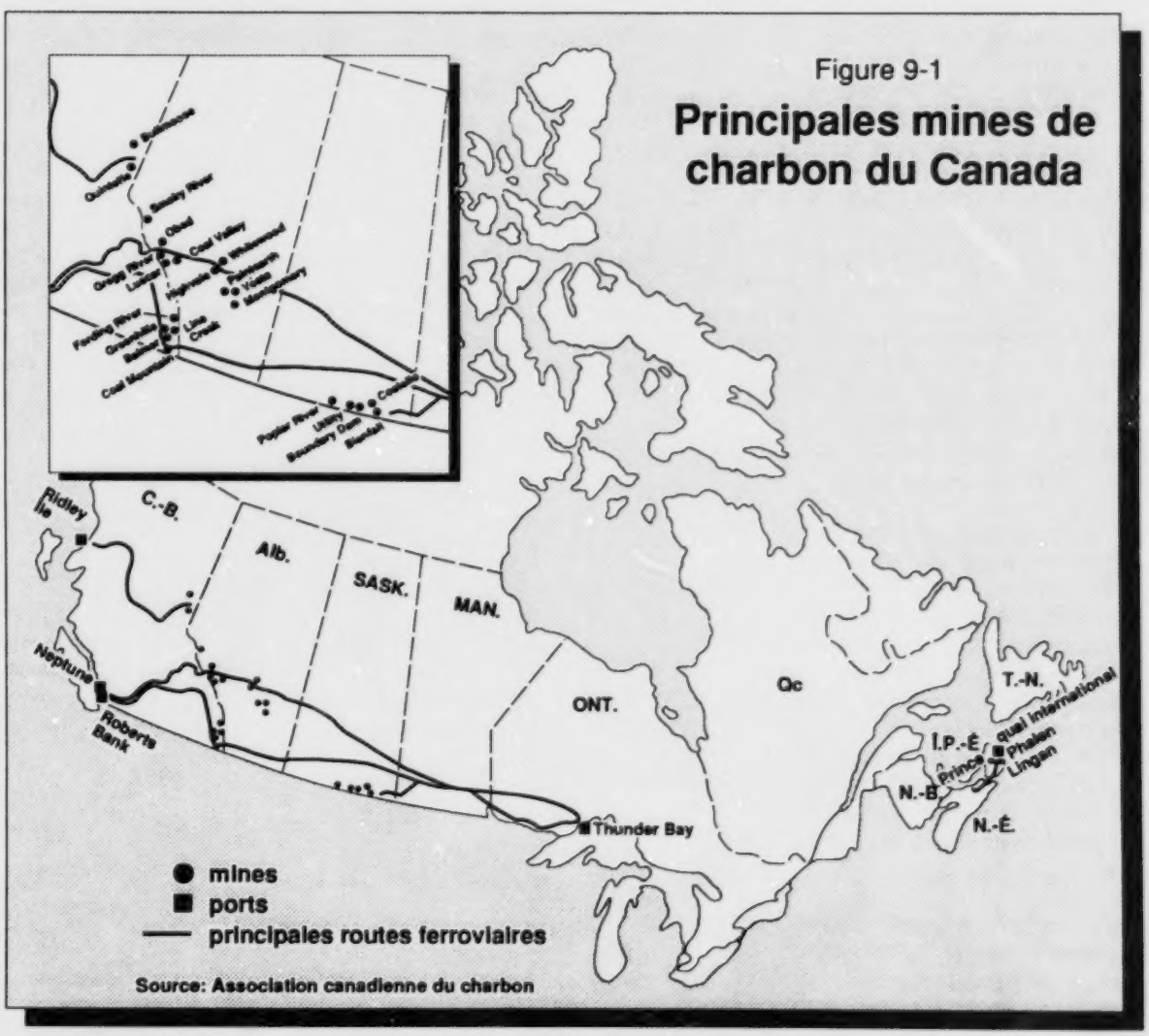
producteurs ont négocié des hausses de prix mais, pour les contrats d'exportation libellés en dollars américains, ces augmentations de prix ont été largement compensées par la dévaluation du dollar américain.

Selon nos prévisions, les prix du charbon canadien destiné à la production d'électricité et aux industries resteront inchangés en termes réels, même si nous extrayons à l'avenir du charbon de moindre qualité. Cette prévision se fonde sur l'opinion selon laquelle la tendance antérieure, caractérisée par des accroissements de la productivité, se maintiendra. Les producteurs de charbon mènent eux-mêmes ou financent des recherches visant l'amélioration de la productivité des mines. Par exemple, un procédé appelé agglomération au pétrole commence à être utilisé à des fins industrielles pour la récupération de fines particules de charbon qui sont maintenant encore inutilisables.

À l'exception du charbon utilisé pour la production d'électricité sur l'emplacement même de la mine,

Figure 9-1

Principales mines de charbon du Canada



Source: Association canadienne du charbon

la mise en marché du charbon de l'Ouest canadien exige le transport par voie ferrée sur de longues distances, dont le coût rend compte d'une grande partie du prix à la livraison. Aussi, les frais de transport nuisent à notre compétitivité sur les marchés d'exportation, ainsi que sur le marché de l'Ontario par rapport au charbon des États-Unis. La figure 9-1 indique les principales mines, ainsi que les voies ferroviaires et les ports charbonniers au Canada. Le charbon de l'Ouest exporté à partir des ports de la Colombie-Britannique est transporté sur 1 100 kilomètres environ; le charbon acheminé vers l'est, en direction des ports charbonniers des Grands Lacs, parcourt environ 2 200 kilomètres jusqu'à Thunder Bay. Le tarif ferroviaire est en moyenne de 21 $ CAN par tonne acheminée vers les ports de la côte ouest et peut atteindre jusqu'à 36 $ CAN par tonne expédiée vers l'est en direction de Thunder Bay.

Des recherches sont menées actuellement afin d'abaisser les coûts du transport, car les coûts du transport terrestre représentent un élément important du coût du charbon de l'Ouest livré à l'utilisateur :

- On étudie actuellement la valorisation du charbon fondée sur l'élimination des matières non combustibles et de l'excédent d'humidité avant l'expédition.
- Les sociétés ferroviaires canadiennes et le gouvernement de l'Alberta étudient la conception et l'exploitation des trains-blocs de charbon, ce qui permettrait de réduire les coûts du transport.
- Le Canada, en collaboration avec l'Allemagne de l'Ouest, évalue la combustion de mélanges eau-charbon; l'acheminement par pipelines de ces combustibles permettrait de réduire les coûts du transport.
- On étudie également la faisabilité de l'acheminement par oléoducs de mélanges charbon/pétrole.

9.3 Demande intérieure

Pendant la première moitié de ce siècle, le charbon a été la principale source d'énergie au Canada; il représente 49 % de la demande d'énergie primaire en 1950. Durant les années 50 et 60, le pétrole et le gaz naturel ont remplacé le charbon pour le chauffage des locaux et dans l'industrie en général; le carburant diesel a remplacé le charbon dans le transport ferroviaire. Dans les années 60, l'utilisation accrue du charbon en Ontario par l'industrie de l'acier, ainsi que pour la production d'électricité, a eu pour effet de renverser la tendance à la baisse de la demande. L'accroissement de la demande de charbon depuis 1970 s'explique principalement par les besoins de la production d'électricité en Alberta, en Saskatchewan et en Nouvelle-Écosse. À l'heure actuelle, au Canada, le charbon sert principalement à la production de l'électricité (charbon thermique) et du fer et de l'acier (charbon métallurgique) (tableau 9-2). Les recherches se poursuivent en ce qui concerne la conversion du charbon en d'autres combustibles.

Charbon thermique

On s'attend à ce que l'Alberta, la Saskatchewan et la Nouvelle-Écosse continuent de privilégier le charbon pour la production d'électricité, des dispositifs antipollution étant adoptés en fonction des exigences. Comme il est mentionné au chapitre 5, on prévoit que les besoins de l'Ontario en charbon pour la production d'électricité diminueront jusqu'au milieu des années 90, à mesure que de nouvelles centrales nucléaires (en cours de construction) remplaceront les centrales thermiques existantes. Cependant, Ontario Hydro n'a pas encore arrêté de plan d'ex-

Tableau 9-2
Demande intérieure de charbon
(mégatonnes)

	1986[a]	1995[b]		2005[b]	
		scénario bas	scénario élevé	scénario bas	scénario élevé
thermique					
électricité	36,4	38,9	46,0	50,2	61,2
autres	2,0	3,3	5,6	3,7	12,8
total	38,4	42,2	51,6	53,9	74,0
métallurgique	6,1	8,3	9,2	10,5	12,3
total	44,5	50,5	60,8	64,4	86,3

[a] Source: La statistique du charbon au Canada: 1987, Énergie, Mines et Ressources, 1988.
[b] Source: tableau A9-4 en annexe.

pansion pour la période de 1995 à 2005. Nous avons supposé qu'Ontario Hydro ne construira pas de nouvelles centrales alimentées au charbon pendant la période des prévisions. La décision d'Ontario Hydro d'utiliser le charbon ou d'avoir recours à l'énergie nucléaire sera influencée par la législation de l'Ontario qui a imposé un plafond quant aux émissions d'anhydride sulfureux, qui entrera en vigueur à partir de 1994. On pourrait satisfaire à des normes d'émission plus strictes grâce à l'installation de dispositifs antipollution dans les centrales alimentées au charbon, à l'utilisation de charbon à faible teneur en soufre, à l'utilisation de moindres quantités de charbon ou à l'adoption d'appareils de combustion en lit fluidisé. Pour satisfaire à des normes d'émission plus rigoureuses, il faudra assumer des coûts de production plus élevés par kilowatt-heure que ceux qui prévalent grâce aux prix relativement faibles du charbon à teneur moyenne en soufre.

Les centrales qui utilisent la combustion en lit fluidisé et les centrales à cycles combinés qui utilisent la gazéification, sont de nouvelles technologies qui, par rapport à la technologie des centrales existantes, pourraient être moins polluantes et de meilleur rendement. Grâce à une aide financière du gouvernement fédéral, on a pu mettre à l'essai à la fin de 1986 une chaudière de 20 MW utilisant la technique du lit fluidisé à circulation à la centrale de Chatham de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick. Le recours à cette nouvelle technologie est envisagée dans l'exploitation de centrales alimentées au charbon dans la région de l'Atlantique, où le charbon local présente une teneur relativement élevée en soufre.

Les cimenteries sont actuellement les plus gros utilisateurs de charbon thermique du secteur industriel, suivies par les fonderies et les raffineries. On étudie actuellement, en Alberta, la possibilité de remplacer le gaz naturel par du charbon dans la récupération *in situ* du bitume, ce qui pourrait ouvrir un nouveau marché pour le charbon de l'Ouest. Selon nos prévisions du chapitre 7 concernant la production de bitume, il pourrait exister, en Alberta, d'ici à l'an 2005, un marché potentiel pouvant absorber jusqu'à 17 mégatonnes de charbon subbitumineux. Dans le scénario élevé, nous prévoyons que les prix du gaz naturel seront suffisamment élevés pour que le charbon ne puisse pénétrer qu'une partie de ce marché à partir du milieu des années 90. Dans ce scénario, la demande de charbon subbitumineux aux fins de production de la vapeur passe de 2 mégatonnes en 1995 à 9 mégatonnes en 2005. Dans le scénario bas, on ne prévoit aucune utilisation du charbon. C'est ainsi que s'explique, pour l'essentiel, la différence entre les deux scénarios, en ce qui concerne la composante "autres" de la categorie "thermiques" du tableau 9-2.

Charbon métallurgique

La demande de charbon métallurgique est déterminée principalement par la demande de coke des aciéries. Lorsque l'utilisation du coke pour la production de l'acier fini sera plus efficace, nous prévoyons que la demande de coke augmentera à un rythme plus lent que la production sidérurgique.

Conversion du charbon

Parmi les nouvelles techniques susceptibles d'agir à plus long terme sur la demande intérieure, on peut citer le traitement combiné de charbon et de pétrole lourd qui pourrait constituer un moyen économiquement viable de produire des combustibles liquides à partir du charbon. Ontario-Ohio Synthetic Fuels Corporation mène un projet de valorisation de 1 900 mètres cubes par jour en Ohio, qui transformera, selon le procédé du traitement combiné, 600 tonnes par jour de charbon de l'Ohio et 1 400 mètres cubes par jour de pétrole brut lourd en naphta et en distillats intermédiaires. Dans un récent rapport[1], on estimait à 230 $ CAN le mètre cube (en dollars de 1986), le coût de production à l'aide de ce procédé. Les coûts étaient plus élevés en ce qui concerne la production obtenue au moyen des procédés de liquéfaction directe; soit, 280 et 340 dollars par mètre cube pour le procédé à deux étapes et le procédé à une seule étape, respectivement. En se fondant sur ces coûts et sur nos prévisions des prix du pétrole, on arrive à la conclusion que, dans notre scénario élevé, seule la technologie utilisant les mélanges charbon/pétrole pourrait être rentable vers la fin de la période des prévisions. Cependant, cette technologie vient à peine de faire son apparition et nous n'avons pas inclus dans nos prévisions une demande quelconque de charbon devant servir aux mélanges charbon/pétrole.

9.4 Exportations

Jusqu'en 1950, le charbon satisfaisait à plus de 60 % des besoins mondiaux en énergie primaire. Le transport maritime du charbon était pratiquement inexistant et la plupart des échanges empruntant la voie terrestre ne se faisaient qu'entre des pays contigus.

---

1. *An assessment of the Potential for Coal-Derived Syncrudes in Canada*, Study No. 27, Canadian Energy Research Institute, June 1988

Entre 1950 et 1973, année du premier choc pétrolier, l'importance relative du charbon a diminué progressivement, à mesure qu'augmentait l'utilisation du pétrole et du gaz naturel. En 1973, le charbon ne répondait qu'à 31 % de la demande mondiale d'énergie primaire et son utilisation se limitait essentiellement à la production d'électricité, à la production d'acier et à quelques autres marchés industriels. Cependant, en termes absolus, la demande de charbon avait augmenté de plus de 50 % entre 1950 et le milieu des années 70. La plus grande partie de cette augmentation était attribuable à la Chine et à l'U.R.S.S.

Pendant la période allant de 1973 au milieu de l'année 1986, le prix du charbon lui a conféré un avantage sur le marché, en voie d'expansion, de la production d'électricité, et son utilisation s'est accrue aux dépens du pétrole. À l'échelle mondiale, les principaux pays producteurs d'acier, les États-Unis et le Japon, ont vu se rétrécir leur part du marché au profit de nouveaux pays producteurs d'acier, notamment la Corée du Sud, Taïwan et le Brésil. Contrairement aux États-Unis, ces pays sont dépendants des importations de charbon.

Ces dernières années, le commerce mondial du charbon métallurgique, relativement stable, s'est maintenu à 160 mégatonnes environ. Cependant, les échanges de charbon thermique, estimés à 178 mégatonnes en 1987, se sont accrus au taux moyen de 6,6 % par an depuis 1980. Le Japon a absorbé 42 % des importations mondiales de charbon métallurgique, en 1987, et 14 % environ de toutes les importations de charbon thermique.

Tableau 9-3
Exportations et importations de charbon en 1987

	mégatonnes	pétajoules	%
exportations			
Colombie-Britannique	21,1	583,2	79
Alberta	5,1	141,3	19
Nouvelle-Écosse	0,5	13,5	2
Canada	26,7	738,0	100
importations			
Ontario	13,6	395,4	95
Québec	0,6	18,2	4
Nouvelle-Écosse	0,1	1,7	<1
Canada	14,3	415,3	100

Source: Statistique Canada, cat. no. 57-003.

Tableau 9-4
Exportations de charbon par destination, 1987
(kilotonnes)

	thermique	métallurgique	total
Japon	2038	15027	17065
Corée du Sud	1148	2801	3949
Brésil	38	1195	1233
États-Unis	102	763	865
France	230	370	600
Taïwan	-	565	565
Suède	-	352	352
Royaume-Uni	-	334	334
Hong Kong	313	-	313
Danemark	302	-	302
Pays-Bas	20	258	278
Pakistan	-	217	217
Allemagne de l'Ouest	113	98	211
Portugal	-	207	207
Chili	-	153	153
Turquie	-	52	53
Italie	-	43	43
total	4304	22436	26740

Source: La statistique du charbon au Canada: 1987, Énergie, Mines et Ressources, 1988.

Au cours de la même période, la capacité de production de l'industrie mondiale du charbon a considérablement augmenté, ce qui, avec la stabilisation de la demande mondiale de charbon métallurgique, a entraîné un excédent de la capacité de production et, par là, déclenché une concurrence intense entre les exportateurs de charbon. L'excédent de l'offre a diminué en 1987 par suite de la fermeture de plusieurs mines à coûts de production élevés en Australie, en Afrique du Sud et aux États-Unis.

L'industrie canadienne de l'exportation du charbon s'est développée en Alberta et en Colombie-Britannique vers la fin des années 60 et au début des années 70 pour desservir les marchés japonais de charbon métallurgique. La conclusion de gros contrats avec des aciéries japonaises a entraîné l'ouverture de nouvelles mines et, en 1970, la construction d'un port charbonnier à Robert Banks près de Vancouver.

En 1983, les exportations canadiennes de charbon ont atteint 17 mégatonnes, soit 15 mégatonnes de charbon métallurgique et 2 mégatonnes de charbon thermique. En 1984, elles ont fait un bond de 50 % par suite de la conclusion de contrats d'exportation pour le charbon provenant de nouvelles mines situées en Alberta et dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Depuis 1984, les exportations de charbon se situent autour de 26 mégatonnes, dont plus de 80 % de charbon métallurgique. Ces exportations ont été facilitées par l'aménagement d'un deuxième port sur la côte ouest, à l'île Ridley, près de Prince-Rupert, et de nouvelles installations ferroviaires dans le nord de la Colombie-Britannique. Les installations de Roberts Bank et de l'île Ridley permettent, respectivement, l'acheminement de 22 et de 12 mégatonnes par an. Les installations de Thunder Bay, qui desservent le marché intérieur et le marché américain, possèdent une capacité annuelle de six mégatonnes.

À l'échelle internationale, en 1987, 14 % environ des exportations de charbon métallurgique et 3 % environ des exportations de charbon thermique provenaient du Canada. Le tableau 9-3 résume les échanges internationaux de charbon, par province.

Comme le montre le tableau 9-4, le Japon a absorbé 64 % du total des exportations canadiennes, et la Corée du Sud 15 %. De moindres volumes sont allés vers le Brésil, les États-Unis, l'Europe, ainsi que vers d'autres pays d'Amérique latine et d'Asie.

Charbon métallurgique

Presque 90 % des exportations canadiennes de charbon métallurgique sont allées vers quatre pays : le Japon, la Corée du Sud, le Brésil et les États-Unis. Les exportations vers le Japon ont augmenté de presque 50 % de 1983 à 1984, puis elles ont enregistré une pointe de plus de 17 mégatonnes en 1985. Les exportations vers la Corée du Sud ont augmenté de façon constante dans les années 80 et elles ont atteint un record en 1987. Les exportations à destination du Brésil ont été, en 1987, supérieures de presque 7 % au niveau de 1986. Les exportations vers les États-Unis ont augmenté à un rythme constant depuis 1980, tout en continuant de ne représenter qu'un faible pourcentage de la totalité des exportations. Dans l'ensemble, les exportations de charbon métallurgique ont augmenté de 4,5 % en 1987 et elles ont atteint un niveau à peine inférieur au niveau record de 22,5 mégatonn enregistré en 1985. Parmi les pr cipaux compétiteurs du Cana sur les marchés du charbon mét lurgique, on peut citer l'Australi l'Afrique du Sud, l'U.R.S.S. et l États-Unis.

Lorsque nous établissons nos pr visions concernant les exportatio futures de charbon, nous supp sons que le commerce mondial c charbon métallurgique ne conna tra qu'une faible croissance. Selo les estimations contenues dans u rapport publié en 1988 par le De partment of Energy des États Unis[1], la demande mondiale en c qui concerne le charbon métallurgi que connaîtra une croissance mo deste, passant de 158 mégatonnes en 1986 à 166 mégatonnes d'ici à l'an 2000 (scénario intermédiaire). Cette faiblesse de la croissance est attribuée à une diminution du rythme d'accroissement de la demande d'acier, laquelle s'explique par un ralentissement de la croissance de l'économie mondiale, par le recours accru à des produits de substitution plus légers et plus résistants, par l'amélioration de la production d'acier fini grâce à l'utilisation de plus en plus fréquente de la technique de la coulée en continu. Par ailleurs, on s'attend à une croissance importante de la production d'acier en four électrique (qui n'exige pas de coke). Nous prévoyons que le Canada, dans le scénario bas, pourra maintenir ses exportations au niveau de 25,5 mégatonnes prévu pour 1988. Dans le scénario élevé, les exportations canadiennes devraient augmenter de 0,5 % par an après 1988, ce qui les ferait passer du niveau actuel de 22 mégatonnes au niveau de 28 mégatonnes en 2005.

1. *Annual Prospects for World Coal Trade 1988*, Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, April 1988.

Ces prévisions pourraient s'avérer trop optimistes dans la mesure où l'avenir de la production de charbon dans le nord-est de la Colombie-Britannique est remis en question. L'exploitation de mines à coûts élevés dans cette région au début des années 80 se fondait sur les contrats à long terme conclus avec le Japon; l'on croyait à cette époque que les prix du charbon seraient supérieurs aux niveaux des prix actuels ou prévus. Les prix pratiqués actuellement sur le marché représentent à peu près les deux tiers du prix payé en vertu de ces contrats. Aussi, les Japonais ont réclamé une réduction de prix à Quintette Coal Ltd., qui est le plus grand producteur de charbon du nord-est de la Colombie-Britannique. Les négociations se poursuivent à ce sujet.

En établissant nos prévisions en matière d'exportation, nous avons observé que l'industrie canadienne, à la date du présent rapport, a réussi à conserver sa part du marché, en dépit d'une chute de 30 % des prix mondiaux du charbon métallurgique depuis 1982. Cela est attribuable à des améliorations de la productivité des mines canadiennes, ce qui a entraîné une réduction des coûts de production unitaires et, dans le cas de la production du nord-est de la Colombie-Britannique, l'avantage d'obtenir des prix plus élevés que les prix mondiaux. Nous croyons que la plupart des mines canadiennes seront en mesure de maintenir leurs positions sur le marché; mais nous reconnaissons qu'il sera peut-être nécessaire, pour atteindre ce but, d'améliorer encore la productivité.

Charbon thermique

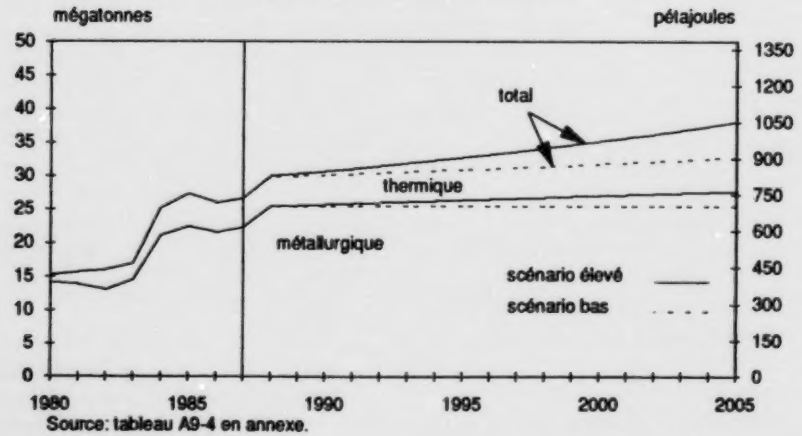
Les presque trois quarts des exportations de charbon thermique du Canada en 1987 étaient destinés au Japon et à la Corée du Sud. Les exportations vers la Corée du Sud ont été à peu près équivalentes à celles de 1986, alors que celles du Japon ont augmenté de 8 %. Le total des exportations, soit 4,3 mégatonnes, a été inférieur au record de 4,9 mégatonnes enregistré en 1985.

Les perspectives de croissance dans le commerce mondial de charbon thermique sont beaucoup plus encourageantes que celles du charbon métallurgique, en raison de la croissance prévue des besoins liés à la production d'électricité, particulièrement en Extrême-Orient et en Europe occidentale.

Selon les prévisions contenues dans le rapport du Department of Energy des États-Unis mentionné précédemment, la demande mondiale d'importations de charbon thermique passera de 176 mégatonnes en 1986 à 291 mégatonnes en l'an 2000 (scénario intermédiaire).

Les producteurs canadiens, qui font face à des coûts de transport élevés et à la concurrence de pays tels que l'Afrique du Sud, l'Australie et des nouveaux producteurs à faibles prix de revient (Colombie, Chine et Venezuela) devront pratiquer une politique agressive de commercialisation pour profiter eux aussi de cette croissance du marché. Il existe des possibilités d'accroître les exportations vers les États-Unis pour la desserte des marchés industriels de la côte ouest. Selon nos prévisions, les exportations canadiennes augmenteraient chaque année de 3 %, dans notre scénario bas, et de 5 % dans le scénario élevé. Selon les prévisions de Department of Energy des États-Unis, cela se traduirait par une légère diminution de notre part du marché dans le scénario bas et une légère augmentation dans le scénario élevé. Les exportations de charbon thermique passeront de 4,3 mégatonnes à 7,3 mégatonnes d'ici 2005, dans le scénario bas, et à 10,3 mégatonnes, dans le scénario élevé (figure 9-2).

Figure 9-2
Exportations de charbon



Source: tableau A9-4 en annexe.

9.5 Production et importations

En 1987, 14 grandes sociétés exploitaient les 25 principales mines au Canada (figure 9-1). Ces mines avaient une capacité de production

de 43 mégatonnes par an de charbon thermique et de 28 mégatonnes par an de charbon métallurgique. La production effective de charbon thermique totalisait 39 mégatonnes, soit 90 % de la capacité existante; quant à la production de charbon métallurgique, elle atteignait 23 mégatonnes, soit 80 % de la capacité existante.

Exception faite des mines de l'île du Cap-Breton en Nouvelle-Écosse, presque toute la production canadienne de charbon est assurée par des exploitations à ciel ouvert. Ce mode d'exploitation fait appel à deux techniques différentes pour enlever le mort-terrain. Dans les mines de lignite et de charbon subbitumineux dans la partie ouest des Prairies et le piémont des Rocheuses, on utilise des techniques relativement peu coûteuses d'enlèvement du mort-terrain à l'aide d'une pelle à benne traînante. Dans les mines de charbon bitumineux des Rocheuses, on utilise des chargeurs plus dispendieux.

La production de charbon a augmenté de façon continue de 1969 à 1985 (tableau A9-3 en annexe), par suite de l'expansion du marché intérieur en ce qui concerne le charbon thermique et de la croissance des exportations tant de charbon métallurgique que de charbon thermique.

Le tableau 9-5 résume la production de charbon en 1987, par province et par classe. Plus de 95 % de la production de 1987 provient de mines exploitées à ciel ouvert. Le charbon bitumineux a représenté 53 % de la production totale, en termes de volume; le charbon subbitumineux et le lignite comptaient pour 30 % et 16 %, respectivement. Tout le lignite et le charbon subbitumineux, ainsi que plus de 30 % du charbon bitumineux, ont été utilisés pour fournir de l'énergie thermique; le total du charbon utilisé pour produire de l'énergie thermique se chiffrait à 38,5 mégatonnes ou 63 % de la production. Le Canada ne produit pas actuellement d'anthracite.

En 1987, l'Alberta a produit 25,7 mégatonnes de charbon, soit 42 % de la production totale du Canada. La production de la Colombie-Britannique a été de 22 mégatonnes, et celle de la Saskatchewan de 10 mégatonnes. La production des provinces de l'Atlantique a été de 3,5 mégatonnes, soit 6 % de la production canadienne totale.

En 1987, les importations en provenance des États-Unis ont atteint 14,3 mégatonnes, dont 95 % étaient destinées à l'Ontario. Les importations ont assuré dans une proportion de plus de 75 %, l'approvisionnement d'Ontario Hydro en charbon bitumineux pour la production d'électricité et elles ont permis de satisfaire, dans une proportion de plus de 98 %, la demande industrielle de l'Ontario en charbon thermique. Le reste du charbon utilisé provenait de l'Ouest canadien. Au Québec, la demande industrielle de charbon thermique a été satisfaite dans une proportion de 85 % par des importations; le reste provenait de la Nouvelle-Écosse.

Tableau 9-5
Production de charbon par province et par classe en 1987

province	classe	mégatonnes	% de la production totale	pétajoules	% de la production totale
C.-B.	bitumineux				
	thermique	4,2	7	115,9	8
	métallurgique	17,8	29	491,0	35
Alberta	bitumineux				
	thermique	3,0	5	84,0	6
	métallurgique	4,2	7	114,8	8
	subbitumineux	18,5	30	348,5	25
Sask.	lignite	10,0	16	144,3	10
N.-B.	bitumineux				
	thermique	0,5	1	14,7	1
N.-E.	bitumineux				
	thermique	2,3	4	62,7	4
	métallurgique	0,7	1	18,1	1
Canada	bitumineux				
	thermique	10,0	16	277,3	20
	métallurgique	22,6	37	623,9	45
	subbitumineux	18,5	30	348,5	25
	lignite	10,0	16	144,3	10
	total	61,2	100	1393,9	100
Canada	thermique	38,6	63	770,1	55
	métallurgique	22,6	37	623,9	45

Source: Statistique Canada, cat. nos. 45-002 et 57-003.

Le charbon importé a assuré, dans une proportion de plus de 95 %, l'approvisionnement de l'Ontario en charbon métallurgique, ainsi que la totalité de l'approvisionnement du Québec. Pour établir nos prévisions, nous supposons que le Québec continuera de s'approvisionner principalement en charbon des États-Unis, et qu'en Ontario, en raison des coûts élevés du transport, l'utilisation du charbon bitumineux de l'Ouest canadien se maintiendra au même niveau, sans aucune augmentation de sa part du marché. En somme, nous prévoyons que les parts des importations dans la consommation de charbon thermique et de charbon métallurgique, en Ontario et au Québec, resteront constantes.

En 1987, dans le cadre d'une étude sur l'utilisation en Ontario du charbon à faible teneur en soufre de l'Ouest canadien[1], un groupe intergouvernemental a proposé plusieurs initiatives susceptibles de réduire le coût du charbon de l'Ouest pour l'Ontario. On ignore encore les suites qui ont pu être données à ces recommandations.

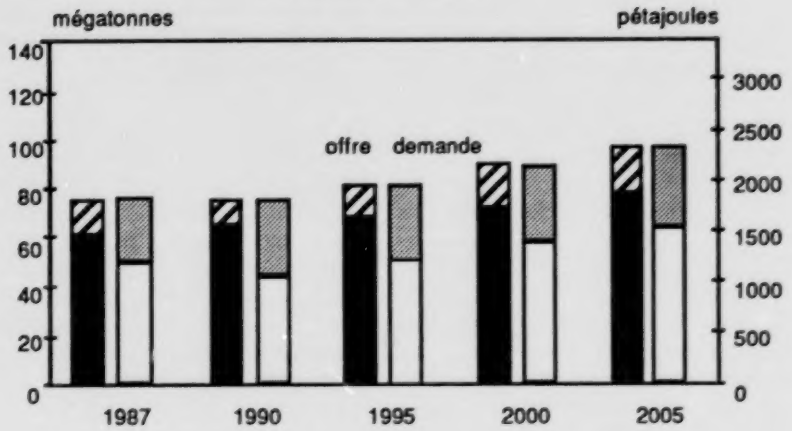
En ce qui concerne le Nouveau-Brunswick, nous supposons que les nouvelles centrales électriques alimentées au charbon (mentionnées au chapitre 5) utiliseront du charbon importé.

D'ici l'an 2005, nous prévoyons que les importations de charbon thermique, destinées principalement à l'approvisionnement des centrales électriques de l'Ontario et du Nouveau-Brunswick, atteindront 11 mégatonnes dans l'un et l'autre des deux scénarios. Nous prévoyons que les importations de charbon métallurgique (qui atteignaient 5,8 mégatonnes en 1987) augmenteront au cours de la période des prévisions en réponse à la demande de l'industrie de l'acier

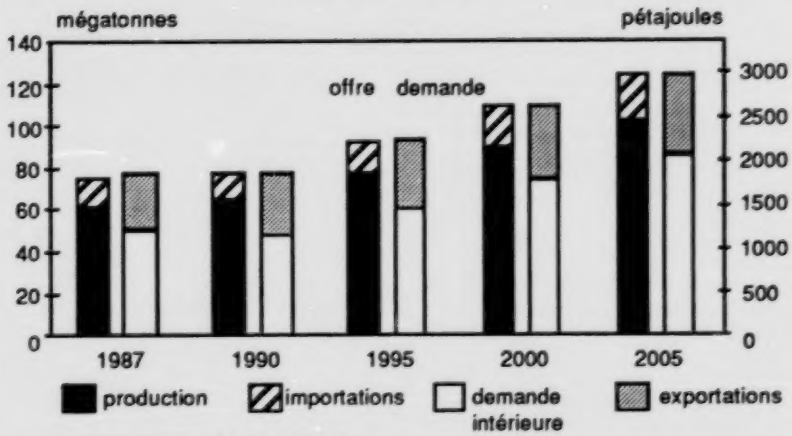
Figure 9-3

Offre et demande de charbon au Canada

scénario bas



scénario élevé



Source: tableau A9-4 en annexe.

de l'Ontario, et qu'elles passeront à 9 mégatonnes dans le scénario bas et 11 mégatonnes dans le scénario élevé.

Nous avons établi nos prévisions des niveaux futurs de la production canadienne en nous fondant sur des estimations de la demande intérieure, des importations et des exportations. Nous prévoyons que la production de charbon continuera d'augmenter à un taux modeste jusqu'au début des années 90, dans l'un et l'autre des deux scénarios (voir la figure 9-3) et que la production atteindra 77 mégatonnes par an en 2005, dans le scénario bas. En nous plaçant dans le scénario élevé, nous prévoyons une croissance plus rapide après 1995, la production atteignant 102 mégatonnes par an en 2005.

1. Rapport du Secrétariat interministériel au Comité d'initiative du transport du charbon de l'Ouest canadien vers l'Ontario, 19 novembre 1987.

9.6 Observations finales

La figure 9-3 résume nos prévisions dans les deux scénarios (voir les détails dans le tableau A9-4 en annexe).

Le Canada devrait continuer d'être un exportateur net de charbon pendant la période des prévisions, dans les deux scénarios. Les exportations nettes de charbon métallurgique demeureraient importantes; en ce qui concerne le charbon thermique, le Canada resterait, à un niveau modeste, un importateur net, pour la plupart des prochaines années.

En ce qui concerne le charbon, les perspectives diffèrent de façon substantielle selon que l'on retient un scénario ou l'autre :

- Dans le scénario bas, le rythme de croissance de l'économie mondiale serait lent et les prix des formes d'énergie compétitives seraient faibles. Il en résulte que la croissance de la demande intérieure et des exportations serait modeste. Dans le scénario bas, la demande intérieure de charbon passerait de 50 mégatonnes en 1987 à 64 mégatonnes en 2005. Dans ce scénario, la production totale passerait de 61 mégatonnes à 77 mégatonnes au cours de la même période, et les exportations nettes de charbon qui étaient de 12 mégatonnes en 1987 s'élèveraient à 20 mégatonnes d'ici 1990. Cependant, en raison de l'accroissement des importations vers l'Ontario et le Nouveau-Brunswick qui se produiraient vers la fin de la période des prévisions, les exportations nettes devraient revenir à leurs niveaux actuels d'ici à 2005.

- Dans le scénario élevé, les perspectives sont beaucoup plus encourageantes en ce qui concerne le charbon canadien. Tant la demande intérieure que la demande d'exportation augmenteraient considérablement, ce qui entraînerait une croissance de la production canadienne beaucoup plus rapide que dans le scénario bas. La demande intérieure, dans le scénario élevé, passerait de 50 mégatonnes en 1987 à 86 mégatonnes en 2005. La production totale s'accroîtrait, au cours de la même période, passant de 61 à 102 mégatonnes. Selon nos prévisions, les exportations nettes de charbon augmenteraient, dans ce scénario, de 12 à 18 mégatonnes en 1990, et retomberaient à 16 mégatonnes en 2005.

Les perspectives d'avenir du charbon au Canada demeurent évidemment très incertaines car elles dépendant de la mesure dans laquelle :

- Ontario Hydro utilisera du charbon pour produire de l'électricité;

- le marché de l'Ontario sera approvisionnée par le charbon de l'Ouest canadien;

- le charbon pourra remplacer le gaz naturel utilisé pour produire la vapeur nécessaire à l'extraction du bitume;

- le Canada réussira à conserver sa position sur le marché de l'exportation;

Il va de soi que nos prévisions de l'offre et de la demande futures de charbon du Canada seraient différentes si nous avions adopté d'autres hypothèses que celles que nous avons retenues. Cependant, notre analyse nous porte à croire que la croissance de la production de charbon canadien pourrait être substantielle si la croissance de l'économie mondiale et les prix du pétrole se maintiennent à des niveaux relativement élevés. Par exemple, la part du charbon dans la demande canadienne d'énergie primaire passerait, dans le scénario élevé, de moins de 13 % en 1987 à plus de 15 % en 2005.

Chapitre 10

Sources et utilisations de l'énergie

Ce chapitre résume nos prévisions concernant la demande, l'offre et le commerce international de l'énergie au Canada, et compare les flux de l'énergie au Canada avec ceux que l'on observe dans les autres pays. L'analyse est effectuée en fonction des flux de l'énergie primaire, c'est-à-dire des quantités totales des diverses formes d'énergie utilisées au pays.

La figure 10-1 présente les flux de l'énergie au Canada et met en évidence le rapport entre les sources et les utilisations de l'énergie en 1986, et en 2005 dans les scénarios bas et élevé.

En allant des sources d'énergie primaire à la demande pour utilisation finale, nous identifions tout d'abord toutes les sources d'énergie primaire, la production canadienne d'énergie primaire et les importations. La demande intérieure d'énergie primaire est obtenue en déduisant les exportations des sources d'énergie.

Pour passer de la demande intérieure d'énergie primaire à la demande pour utilisation finale, on déduit l'utilisation des combustibles et les pertes encourues aux étapes de la production et de la distribution de l'énergie, qui comprennent :

- le combustible nécessaire pour produire et transporter le pétrole et le gaz naturel depuis les lieux d'extraction jusqu'aux marchés;
- le combustible utilisé et les pertes subies dans le raffinage du pétrole brut et dans le retraitement du gaz pour en extraire les liquides;
- l'usage propre des services d'électricité et les pertes dans le transport et la distribution d'électricité;
- les pertes de conversion dans la production d'électricité lorsque le charbon, le gaz naturel, le pétrole et l'uranium sont consommés dans les centrales; il faut environ trois unités de combustible pour produire une unité d'électricité. Nous utilisons un facteur de conversion de 10,5 pétajoules par térawatt-heure pour l'électricité produite à l'aide de combustibles fossiles, et 12,1 pétajoules par térawatt-heure pour l'électricité produite à partir de l'uranium. (La conversion de l'hydroélectricité se fait au taux de 3,6 pétajoules par térawatt-heure. Voir le chapitre 5).

10.1 Offre, demande et commerce international d'énergie au Canada

La production d'énergie primaire augmente de 1 % par année entre 1986 et 2005 dans le scénario bas et de près de 2 % dans le scénario élevé. La différence est essentiellement attribuable au fait que nous prévoyons une diminution de la production de pétrole brut de 1,3 % dans le scénario bas, et une augmentation de 1,4 % par an dans le scénario élevé. La part du pétrole dans la production totale d'énergie primaire, qui s'élevait à 34 % en 1986, baisse jusqu'à 22 % en 2005 dans le scénario bas, et 29 % dans le scénario élevé (figures 10-2 et 10-3).

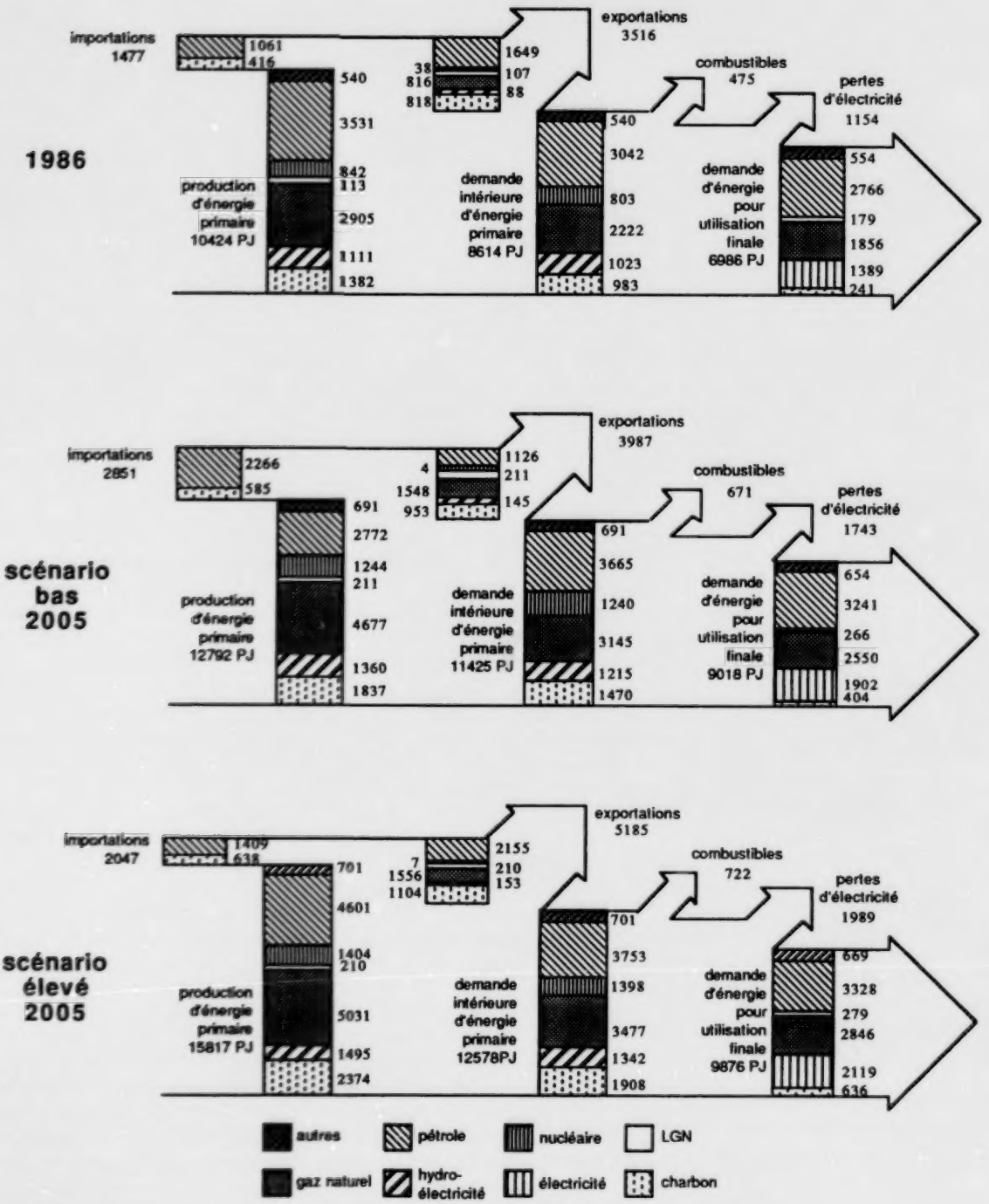
La place du gaz naturel dans la production d'énergie au Canada s'élevait à 28 % en 1986. À la fin de la période d'étude, 37 % de la production d'énergie primaire provient du gaz naturel dans le scénario bas et 32 % dans le scénario élevé.

La part du charbon dans la production d'énergie primaire est de 14 % et 15 % en 2005 dans les scénarios bas et élevé respectivement, soit une légère augmentation par rapport à son niveau actuel.

En 1986, les productions d'énergie hydroélectrique et nucléaire représentaient, ensemble, environ 20 % de la production d'énergie primaire totale, proportion qui devrait rester constante jusqu'en 2005 dans les deux scénarios.

Parmi les importations de produits énergétiques au Canada, seuls le charbon, le pétrole et ses dérivés représentent des volumes suffisamment élevés pour que l'on observe une différence notable entre les exportations brutes et nettes. Les importations de charbon augmentent dans les deux scénarios, de 416 pétajoules en 1986 à 585 pétajoules en 2005 dans le scénario bas et à 638 pétajoules dans le scénario élevé, essentiellement pour répondre à la demande de production d'électricité en Ontario.

Figure 10-1
Diagrammes de l'énergie



Nota: Le facteur de conversion de l'hydroélectricité en PJ est de 3,6 PJ/TW.h et celui de l'électricité nucléaire en PJ de 12,1 PJ/TW.h.

Source: tableau A10-1 en annexe

Figure 10-2
Production d'énergie primaire
scénario bas

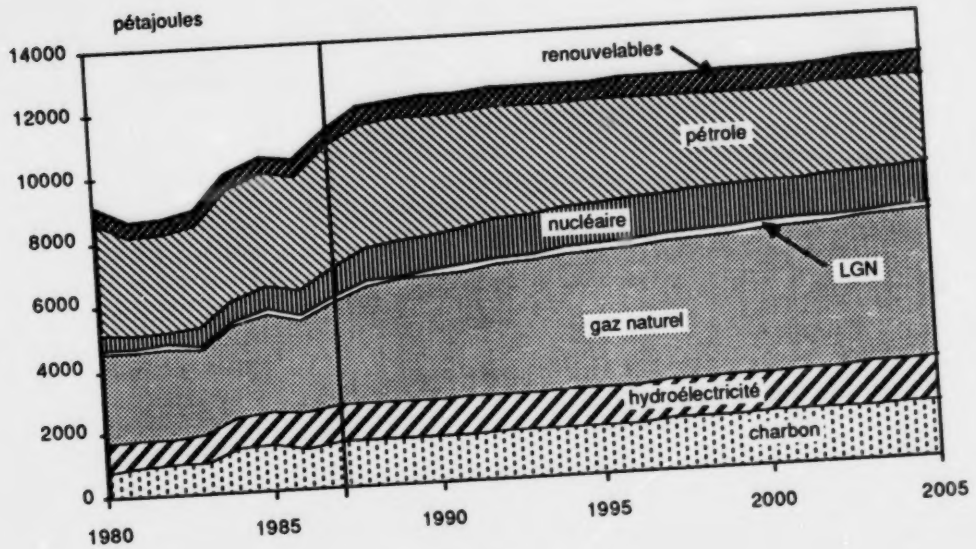
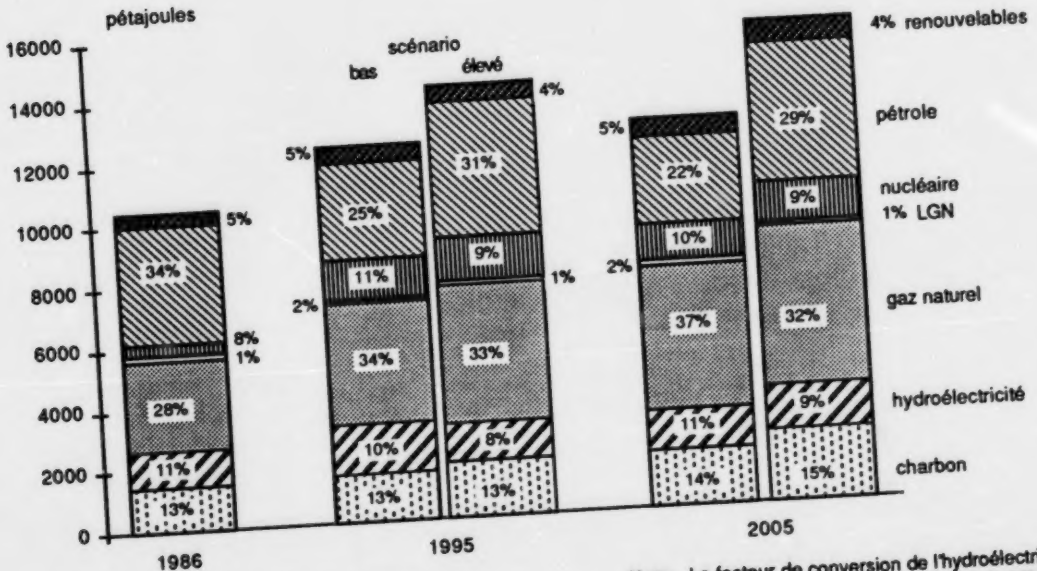


Figure 10-3
Production d'énergie primaire par combustible
Canada



Sources: renouvelables: tableau A4-4 en annexe
pétrole: tableau A7-16 en annexe
LGN: tableau A10-1 en annexe
gaz naturel: tableau A6-9 en annexe
hydroélectricité et nucléaire: tableau A5-2 en annexe
charbon: tableau A9-4 en annexe

Nota: Le facteur de conversion de l'hydroélectricité en PJ est de 3,6 PJ/TW.h et celui de l'électricité nucléaire en PJ de 12,1 PJ/TW.h.

Les importations de pétrole et des produits pétroliers augmentent aussi dans chacun de nos scénarios, d'environ 1 060 pétajoules en 1986 à environ 2 265 pétajoules en 2005 dans le scénario bas et à 1 410 pétajoules dans le scénario élevé.

En 1986, le Canada a importé 261 millions de mètres cubes (9 milliards de pieds cubes) de gaz naturel en provenance des États-Unis et à destination de l'est du pays, ce qui correspond à 0,4 % de la production canadienne totale. Cette importation pourrait augmenter au cours de la période d'étude, mais nous n'avons pas établi de prévisions à ce sujet. C'est pourquoi les bilans relatifs à l'offre et à la demande ne tiennent pas compte des importations de gaz naturel.

En 1986, le Canada a exporté le tiers de sa production d'énergie primaire; les exportations représentent donc un déterminant important de la production d'énergie au pays. Dans le scénario bas, on assiste à une augmentation des exportations totales d'énergie passant d'environ 3 500 pétajoules en 1986 à 4 000 pétajoules en 2005; dans le scénario élevé, ces exportations dépassent tout juste 5 100 pétajoules d'ici à 2005.

Les différences dans les prévisions relatives aux exportations de pétrole et des produits pétroliers constituent l'essentiel de la différence dans les exportations totales d'énergie entre les deux scénarios; les exportations de gaz naturel, d'électricité et de charbon varient très peu d'un scénario à l'autre:

- Les exportations de pétrole brut et de produits pétroliers passent d'environ 1 650 pétajoules en 1986 à 1 125 pétajoules en 2005 dans le scénario bas, et à 2 150 pétajoules dans le scénario élevé.

- Les exportations de gaz naturel s'élèvent de 794 pétajoules en 1986 à environ 1 500 pétajoules au début des années 90 dans les deux scénarios, et demeurent ensuite à ce même niveau jusqu'en 2005.

- Les exportations de charbon passent de 759 pétajoules en 1986 jusqu'à 900 à 1 100 pétajoules d'ici à 2005.

- Les exportations d'électricité passent de 140 pétajoules en 1986 jusqu'à 160 à 170 pétajoules en 2005.

En 1986 (tableau 10-1), les exportations nettes ont été de 2 000 pétajoules, soit la différence entre les exportations, qui se chiffraient à 3 500 pétajoules, et les importations, qui s'élevaient à 1 500 pétajoules. Dans le scénario bas, les exportations nettes diminuent jusqu'à environ 1 100 pétajoules en 2005, tandis que dans le scénario élevé, elles augmentent pour atteindre 3 100 pétajoules environ. Cette différence est essentiellement due aux écarts entre les exportations nettes de pétrole et de produits pétroliers d'un scénario à l'autre.

La figure 10-4 présente la demande d'énergie primaire du marché intérieur dans le scénario bas, ainsi que les données historiques correspondantes, tandis que la figure 10-5 compare les deux scénarios. La part des combustibles dans la demande intérieure d'énergie primaire est semblable dans les deux scénarios. Au cours de la période des prévisions, la part du pétrole dans la demande diminue (mais pas en valeur absolue), tandis que celles de l'énergie nucléaire, du charbon et du gaz naturel augmentent. Cette siuation reflète le rôle croissant du nucléaire et du charbon dans la production d'électricité, ainsi que le recours accru au gaz naturel.

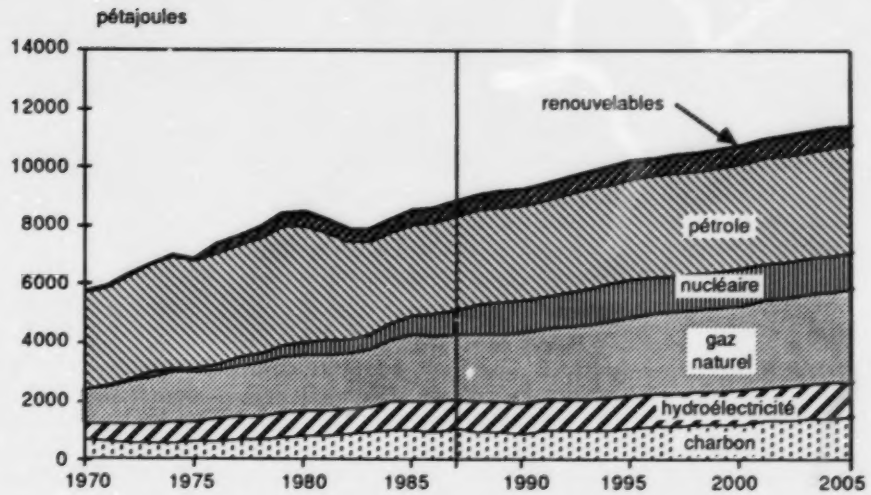
La demande totale d'énergie primaire au Canada pendant la période des prévisions augmente de 1,5 % par an dans le scénario bas et de 2 % dans le scénario élevé,

Tableau 10-1
Exportations (importations) nettes d'énergie
(pétajoules)

			scénario bas		scénario élevé	
	1975	1986	1995	2005	1995	2005
charbon	(145)	360	445	320	445	415
électricité	10	140	155	165	140	170
gaz naturel	1040	795	1500	1500	1500	1500
LGN	145	130	275	260	265	265
brut et produits pétroliers	(110)	570	(645)	(1145)	815	740
total	**940**	**2000**	**1730**	**1100**	**3165**	**3095**

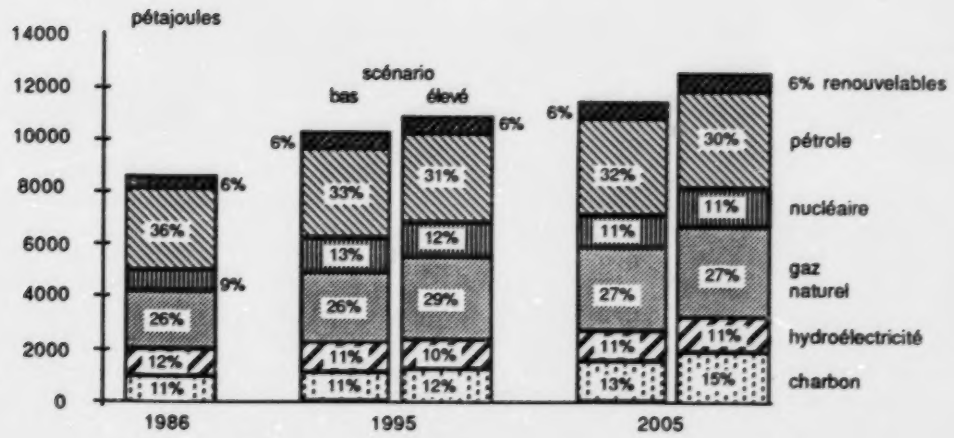
Nota: Les chiffres du tableau sont arrondis à cinq près.
Source: tableau A10-1 en annexe.

Figure 10-4
Demande intérieure d'énergie primaire
scénario bas



Source: tableau A10-1 en annexe

Figure 10-5
Demande intérieure d'énergie primaire
par combustible - Canada



Source: tableau A10-1 en annexe

ces taux d'accroissement étant semblables à ceux de la demande pour utilisation finale (1,4 % et 1,8 %, respectivement). Le taux d'accroissement légèrement plus élevé de la demande d'énergie primaire est dû à une augmentation de la part des pertes de conversion dans l'énergie primaire, passant de 13 % en 1986 à environ 16 % en 2005 dans les deux scénarios. Cet accroissement des pertes de conversion résulte de l'augmentation de la production d'électricité thermique.

10.2 Perspectives internationales

Depuis le premier choc pétrolier en 1973, les pays et les organisations internationales se livrent à des comparaisons, à l'échelle internationale, portant sur l'utilisation d'énergie et l'intensité énergétique (utilisation d'énergie par habitant ou par unité de production). Ces comparaisons, notamment celles publiées par l'Agence internationale de l'énergie dans son examen annuel, visent à renseigner sur les progrès accomplis par chaque pays en ce qui concerne l'amélioration de son rendement énergétique par rapport aux autres pays. L'utilisation des indicateurs se fonde implicitement sur l'hypothèse que les pays qui utilisent davantage d'énergie par habitant ou par unité de production devraient s'efforcer de réduire davantage leur demande.

Cependant, il peut exister des raisons valides pour qu'un pays utilise davantage d'énergie qu'un autre; une analyse globale ne permet pas de mettre à jour ces raisons. Même des comparaisons, entre différents pays, de l'utilisation d'énergie par secteur ne peuvent pas renseigner de façon utile, si elles ne sont pas soumises à des analyses détaillées.

Toute comparaison de la consommation d'énergie devrait tenir compte du climat des pays consommateurs, de la distribution de leur population (est-elle aussi fortement dispersée que celle du Canada, comparativement à ce qui existe dans d'autres pays), et des parts respectives des industries à forte intensité énergétique et des autres industries dans la composition de la production industrielle.

Le secteur canadien de la production d'énergie est lui-même à forte intensité énergétique. Ce secteur comporte une importante industrie pétrochimique, et son PIB comporte une part relativement plus élevée de production industrielle à forte intensité énergétique[1] que celui de la plupart des autres pays membres de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE). La production de plusieurs de ces secteurs est exportée vers d'autres pays membres de l'OCDE, entraînant avec elle l'énergie incorporée dans ces biens. En d'autres mots, d'autres pays membres de l'OCDE importent indirectement du Canada une énergie qu'ils auraient dû utiliser eux-mêmes s'ils avaient fabriqué chez eux ces produits-là.

Le tableau 10-2 compare les statistiques de 1986 sur la demande et la production d'énergie primaire pour le Canada et pour d'autres pays membres de l'OCDE. Pour permettre la conversion de l'hydroélectricité de sa mesure en kilowatts-heures à celle en pétajoules, nous avons présenté à la fois la méthode du rendement énergétique et celle d'équivalence des combustibles fossiles (voir la sous-section 5.4.2). La méthode d'équivalence des combustibles fossiles est celle qui est le plus fréquemment utilisée par les organismes internationaux. Cependant, nous croyons qu'une mesure suivant la méthode du rendement énergétique permet une comparaison plus valide de l'utilisation d'énergie entre les pays dont la production intérieure comporte une forte proportion d'énergie hydroélectrique et les autres pays. Les pays qui utilisent les combustibles fossiles pour produire l'électricité enregistrent une perte qui équivaut approximativement aux deux tiers de la teneur en énergie des combustibles fossiles, dans le processus de conversion en électricité. Les pertes de conversion ne seraient que minimes si ces combustibles fossiles étaient utilisés à d'autres fins, par exemple sous forme de gaz naturel pour satisfaire des besoins résidentiels, commerciaux ou industriels, ou sous forme de mazout lourd ou de charbon utilisé directement dans l'industrie. Cependant, l'électricité produite à partir de ressources hydrauliques ne subit pas de pertes de conversion. L'eau utilisée pour produire l'électricité ne pourrait pas servir à une autre fin dans le cadre de la production d'énergie. Ainsi, en utilisant une mesure selon la méthode du rendement énergétique, nous ne pénalisons pas les pays qui peuvent produire l'électricité de façon économique, sans encourir les pertes de conversion liées aux combustibles fossiles.

Le fait qu'on utilise une mesure suivant la méthode du rendement énergétique plutôt qu'une selon la méthode d'équivalence des combustibles fossiles ne modifie pas la place du Canada dans le tableau 10-2 parmi les principaux pays industriels, bien qu'il ait pour effet de réduire les estimations de notre demande d'énergie primaire d'environ 20 %, par rapport à la mesure fondée sur la méthode d'équivalence

1. Mines, fonte et affinage, pâtes et papier, fer et acier, produits chimiques, ciment, et produits du pétrole et du charbon.

Tableau 10-2

Comparaison de l'utilisation d'énergie et sa production dans les pays de l'OCDE en 1986

	population	produit intérieur brut [c]	demande primaire [a]	production [a]	demande primaire: rendement énergétique [a] par habitant	demande primaire: rendement énergétique [a] par PIB	demande primaire: équivalents de combustibles fossiles [b] par habitant	demande primaire: équivalents de combustibles fossiles [b] par PIB	variation annuelle moyenne dans la demande d'énergie primaire[b] par unité de PIB [c] 1973 - 1985
	(millions) [1]	[2]	(PJ) [3]	(PJ) [4]	(GJ) [5]	(MJ) [6]	(GJ) [7]	(MJ) [8]	(%) [9]
Allemagne	61,1	888	11226	5299	184	13	186	13	-1,7
Australie	16,0	176	3187	5691	200	18	205	19	-0,1
Autriche	7,6	84	980	315	130	12	154	14	-1,2
Belgique	9,9	125	1851	552	188	15	189	15	-2,3
CANADA	25,7	312	7972	9833	311	26	380	31	-1,0
Danemark	5,1	77	823	255	161	11	161	11	-1,9
Espagne	38,5	235	2993	1093	78	13	82	13	0.5
États-Unis	241,6	3215	73678	64375	305	23	312	23	-2,0
Finlande	4,9	61	1176	450	239	19	254	20	n.d.
France	55,4	731	8033	3361	145	11	152	12	n.d.
Grande-Bretagne	56,8	602	8581	10254	151	14	152	14	-2,0
Grèce	10,0	43	748	304	75	17	77	18	0,9
Irlande	3,6	21	409	113	115	19	117	20	-1,3
Islande	0,2	4	42	15	175	11	274	17	n.d.
Italie	57,2	508	5734	972	100	11	105	12	-1,5
Japon	121,5	1312	15152	2575	125	12	129	12	-2,8
Luxembourg	0,4	5	132	3	357	25	365	25	-4,7
Norvège	4,2	71	760	3117	182	11	272	16	-1,6
Nouvelle-Zélande	3,3	25	459	389	140	18	180	23	1.5
Pays-bas	14,6	182	2694	2648	185	15	185	15	-1,8
Portugal	10,2	27	521	72	51	19	56	21	1.4
Suède	8,4	137	1966	1107	235	14	277	17	-0,5
Suisse	6,6	112	975	367	148	9	178	10	0.4
Turquie	50,9	78	1799	1013	35	23	37	24	-1,1
Total	**813,3**	**9033**	**151890**	**114174**	**n.d.**	**n.d.**	**n.d.**	**n.d.**	**-1,8 [d]**
Canada - pourcentage du total	3,2%	3,5%	5,2%	8,6%	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
- rang	9e	7e	6e	3e	2e	1e	1e	1e	14e

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] L'hydroélectricité est convertie à 3,6 PJ/TW.h; l'électricité d'origine nucléaire est convertie à 10,5 PJ/TW.h.

[b] L'hydroélectricité et l'électricité d'origine nucléaire sont converties à 10,5 PJ/TW.h.

[c] PIB mesuré en milliards de dollars US de 1980.

[d] Exclut la Finlande, la France et l'Islande.

n. d.: non disponible.

Sources: Colonnes (1) à (8): OCDE, Bilans énergétiques des pays de l'OCDE 1985/1986; Paris, 1988.

Colonne (9): Agence internationale de l'énergie, Politiques et programmes énergétiques des pays membres de l'AIE, Examen de 1987; Paris, 1988, page 65.

des combustibles fossiles, en raison de l'importance de l'hydroélectricité dans le bilan énergétique du Canada. Les estimations de la demande de la Norvège et de la Nouvelle-Zélande diminuent de 20 % à 30 % si l'on utilise la mesure du rendement énergétique, ce qui reflète une nouvelle fois l'apport de l'hydroélectricité dans le bilan énergétique de chacun de ces deux pays.

Ce n'est que dans quatre pays membres de l'OCDE que la production d'énergie a excédé la demande primaire en 1986; ces pays ont donc été des exportateurs nets d'énergie : le Canada, l'Australie qui possède d'abondantes réserves de charbon et de gaz naturel, la Grande-Bretagne grâce au pétrole et au gaz de la mer du Nord, et la Norvège qui, en dehors de ses réserves en mer du Nord, possède d'importantes ressources hydroélectriques. Ce qui précède ne tient pas compte du fait que plusieurs pays, y compris le Canada, consomment des quantités relativement considérables d'énergie qui sont exportées subséquemment sous forme de marchandises.

Les statistiques présentées dans le tableau 10-2 révèlent que le Canada a été, de tous les grands pays membres de l'OCDE, celui qui possédait en 1986 la plus forte intensité énergétique. L'utilisation d'énergie du Canada est élevée comparativement à celle des autres grands pays, que cette utilisation soit exprimée par habitant ou par unité de production, ou selon la méthode du rendement énergétique ou d'équivalence des combustibles fossiles. Certains ont prétendu que la conversion de la production ou du produit intérieur brut en une unité monétaire commune (en l'occurrence, en dollars US de 1980) peut fausser les analyses, car de telles mesures sont sensibles à l'année de référence retenue. Cependant, notre analyse nous donne à penser que cela ne modifie pas sensiblement l'ordre dans lequel les pays figurent dans les colonnes 5 à 8 du tableau.

Le fait que le Canada utilise plus d'énergie par habitant ou par unité de production que ses principaux partenaires commerciaux ne devrait pas conduire forcément à une conclusion défavorable, à moins qu'on ait la preuve d'une utilisation inefficace de l'énergie. Si des comparaisons à l'échelle globale offrent des indicateurs utiles des tendances générales, on doit se garder de se fonder sur elles pour tirer des conclusions concernant le rendement énergétique.

Afin de pouvoir mieux évaluer la position relative du Canada, nous avons identifié certains facteurs particuliers qui expliquent que l'utilisation de l'énergie varie de façon substantielle à l'échelle internationale, d'une période à l'autre et d'un pays à un autre.

Dans certains pays, comme le Japon, l'amélioration de l'intensité énergétique depuis le milieu des années 1970 peut être attribuée en partie à la profonde restructuration industrielle qui a eu pour effet de réduire la part des industries à forte intensité énergétique et particulièrement des industries grandes consommatrices d'électricité. Par contre, au Canada, de nouvelles alumineries sont en cours de construction en raison des coûts avantageux de l'hydroélectricité au pays.

Les auteurs d'une étude sur l'utilisation de l'énergie à l'échelle internationale dans le secteur résidentiel[1] sont arrivés à la conclusion que, si l'on effectue les redressements appropriés pour tenir compte des degrés-jours de chauffage, pour uniformiser les dimensions des logements (plus grandes en Amérique du Nord qu'en Europe) et pour mesurer la consommation utile d'énergie[2], les besoins par mètre carré en énergie du secteur résidentiel au Canada sont plus faibles que ceux de la plupart des pays européens. Cependant, il est évident que de nouveaux gains sont encore possibles, comme l'indique le fait que les besoins de la Suède, rajustés sur la même base, sont plus faibles.

Les améliorations en matière d'utilisation d'énergie enregistrées depuis 1973 dans le secteur canadien des transports ont été comparables ou supérieures à celles des autres pays membres de l'OCDE. Le ratio d'utilisation d'énergie par le secteur des transports par rapport au PIB total est beaucoup plus élevé au Canada et aux États-Unis qu'en Europe et au Japon, en raison notamment des distances beaucoup plus grandes qui sont parcourues au Canada et aux États-Unis. Cependant, les améliorations observées au cours de la période de 1973 à 1985, en ce qui concerne ce ratio, ont été plus fortes au Canada et aux États-Unis, comparativement aux autres pays industriels, alors qu'en Allemagne, en Italie et en Grande-Bretagne, ce ratio a augmenté, au contraire, pendant la même période[3]. Cette amélioration reflète la tendance nord-américaine à acheter des véhicules plus petits et plus efficaces.

---

1 L. Schipper, A. Ketoff, and A. Kahane " Explaining Residential Energy Use by International Bottom-up Comparisons " in *Annual Review of Energy*, Volume 10, 1985.

1. Consommation d'énergie rajustée selon le rendement des combustibles.
2. Steve Rive, "An International Comparison of Energy Use" Ontario Ministry of Energy, July 1987.

La dernière colonne du tableau 10-2 montre l'évolution de la demande d'énergie primaire par unité de PIB, au cours de la période de 1973 à 1985. En se fondant sur ce critère, on arrive à la conclusion que sept seulement des 21 pays présentent un taux d'amélioration de l'intensité énergétique qui est plus faible que celui du Canada. Ce calcul particulier mesure la production de l'électricité à partir des centrales hydroélectriques et nucléaires selon la méthode d'équivalence des combustibles fossiles, ce qui défavorise les pays qui, au cours de cette période, ont augmenté la part relative de leur production hydroélectrique.

Si nous retenons la consommation finale totale (équivalente à la demande d'énergie secondaire) plutôt que la demande d'énergie primaire, l'amélioration enregistrée au Canada serait en moyenne de 1,9 % par an pendant la période de 1973 à 1985, comparativement à 2,3 % en moyenne pour l'ensemble des pays membres de l'AIE. Le Canada viendrait alors à égalité avec la Norvège au huitième rang, ce qui représenterait une amélioration par rapport à la quatorzième place occupée par le Canada dans le tableau 10-2.

Chapitre 11

Conclusions

La situation mondiale sur le plan de l'énergie en 1988 est semblable à celle qui existait en 1986; il y a encore d'importants excédents dans l'offre d'énergie sur les marchés mondiaux et de l'Amérique du Nord, et les prix demeurent relativement déprimés. Pour l'essentiel, les perspectives des prix mondiaux du pétrole n'ont pas changé depuis l'analyse que nous avons effectuée pour notre rapport de 1986, pas plus que nos opinions concernant les niveaux des prix bas et élevé soutenables. Nos profils des prix mondiaux du pétrole sont très semblables à ceux que nous avions utilisés en 1986.

Cependant, les résultats de notre présente analyse diffèrent considérablement de ceux de notre rapport de 1986 en raison des modifications que nous avons apportées au cadre de notre analyse :

- le rapport entre nos estimations de la demande dans les scénarios bas et élevé diffère du fait que nous envisageons les rapports entre l'accroissement économique et les prix du pétrole de façon plus large;

- nous avons augmenté nos estimations du capital-ressources de pétrole brut et de gaz naturel du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et nous tenons compte de façon plus explicite de l'incertitude liée aux estimations du capital-ressources;

- nous avons élargi notre analyse des marchés de gaz naturel; dans le présent rapport, nous évaluons les possibilités à long terme d'exportation dans une situation de marché et nous explorons beaucoup plus en détail les incidences de la négociation des prix sur la demande, l'offre et les prix du gaz naturel du Canada;

- nos estimations de la demande sont influencées par le fait que des services publics d'électricité ont annoncé des programmes de gestion de la demande;

- nos prévisions de l'offre d'électricité subissent l'influence de l'évolution de nos estimations du profil de la demande, et elles pourraient aussi être affectées par une intensification du commerce interprovincial de l'électricité, possibilité dont nous avons tenu compte dans notre scénario de rechange de l'offre d'électricité.

Tous les résultats de notre analyse dépendent essentiellement des hypothèses sur lesquelles nous nous sommes appuyés. Selon que l'on se fonde sur des hypothèses différentes concernant la croissance économique, les prix du pétrole, le capital-ressources d'hydrocarbures, les possibilités de demande de gaz aux États-Unis et le processus de détermination des prix du gaz naturel, l'évolution technologique et la réponse de la demande d'énergie à la croissance économique et aux changements des prix, on obtient des résultats différents de ceux du présent rapport. Nous avons essayé, chaque fois que possible, de mettre en évidence la nature du changement qu'entraîneraient des hypothèses différentes.

Malgré les incertitudes inhérentes à un exercice de ce genre, nos résultats laissent envisager un certain nombre de conclusions plausibles sur l'avenir énergétique du Canada.

Demande intérieure

Notre estimation de l'accroissement de la demande d'énergie pour utilisation finale au Canada est considérablement inférieure au taux de la croissance économique auquel il est lié. Ceci est dû en partie à la façon dont nous avons défini le lien entre les prix du pétrole et la croissance économique dans nos scénarios, mais aussi au fait que nous avons jugé que l'augmentation de la demande d'énergie sera modeste, même si les prix de l'énergie s'élevaient à des taux relativement faibles.

Nous prévoyons que le rendement énergétique des équipements continuera de s'améliorer; l'évolution technologique permet d'utiliser de plus faibles quantités d'intrants, y compris d'énergie, par unité de production. De plus, nous croyons que les gouvernements, les entreprises et les consommateurs conserveront en grande partie les attitudes qu'ils ont adoptées au cours des années 70 et 80 en ce qui concerne l'économie de l'énergie

dans son ensemble, et celle du pétrole en particulier. Cette attitude est partiellement attribuable à la peur d'un retour des chocs pétroliers des années 70. Elle reflète aussi le fait que les nouveaux biens d'équipement ont un rendement énergétique nettement plus élevé que les modèles qu'ils remplacent.

La demande est très influencée par la composition, par industrie, de la croissance économique, ainsi que par le taux de croissance global. Nos scénarios font état de taux de croissance relativement élevés de la production des industries productrices des biens qui ont une forte consommation énergétique. Si la part du PNB que représentent des industries des services demeure la même qu'en 1986 pour toute la période des prévisions, nous pensons que la demande d'énergie pour utilisation finale au Canada serait d'environ 400 pétajoules (ou 4 %) inférieure en 2005 à celle que nous avons prévue dans le scénario élevé.

Les parts, actuelles et futures, des différents combustibles dans la demande énergétique sont assez semblables, quelque soit le scénario envisagé. Les parts du gaz naturel et de l'électricité augmentent légèrement aux dépens de celles des produits pétroliers et des autres formes d'énergie :

- Les possibilités d'autres diminutions de la part du pétrole dans la demande d'énergie devraient être limitées. Le secteur des transports demeure largement consommateur de produits pétroliers. La part des produits pétroliers en dehors de ce secteur est déjà faible dans les régions du pays qui disposent de gaz naturel et d'électricité et, dans la région de l'Atlantique, le prix de l'électricité est élevé par rapport à celui du mazout selon nos hypothèses de détermination des prix.

- Dans le scénario bas, la part du gaz naturel augmente malgré le faible niveau des prix du pétrole brut, ce qui reflète le traitement que nous avons accordé aux prix et aux coûts de l'offre de gaz naturel dans ce scénario. Si nous avions supposé aucune réduction des coûts de l'offre de gaz et aucune différentiation des prix du gaz naturel de façon à refléter la valeur de ce produit pour les différents utilisateurs, le marché du gaz naturel pourrait être d'environ 615 pétajoules inférieur en 2005 dans le scénario bas.

- La part des énergies de remplacement diminue légèrement dans les deux scénarios. Étant donné le niveau actuel de la technologie, les méthodes de détermination des prix des sources d'énergie classiques, et le fait que les énergies de remplacement font déjà l'objet d'une utilisation intensive là où elles sont les plus viables (en particulier dans l'industrie des pâtes et papiers), nous n'entrevoyons aucune augmentation de la part globale de ces sources d'énergie. Malgré tout, ces sources augmentent en valeur absolue d'environ 100 pétajoules (20 %) au cours de la période d'étude.

- Notre analyse suggère que l'accroissement de la demande de charbon pourrait être important si la croissance économique et les prix du pétrole sont élevés.

En résumé, dans nos deux scénarios, les taux d'accroissement de la demande d'énergie sont bien inférieurs à ceux de la croissance économique. Toutefois, nous reconnaissons que, dans d'autres hypothèses plausibles concernant les principaux déterminants de la demande d'énergie, la croissance de l'utilisation de l'énergie pourrait dépasser nos prévisions.

Exportations d'énergie

Les exportations d'énergie représentent une composante importante de la production totale d'énergie au Canada, ainsi qu'une industrie d'exportation importante. Nous prévoyons que cette situation se poursuivra tout au cours de la période d'étude.

Nous prévoyons que les exportations d'électricité resteront dans la gamme de 45 à 50 térawatts-heures. La part des exportations garanties devrait beaucoup augmenter au cours de la période d'étude, ce qui reflète une forte demande de puissance garantie dans des régions des États-Unis. Les exportations d'énergie interruptible sont plus faibles dans le scénario élevé que dans le scénario bas parce que l'énergie interruptible provient des excédents de production, lesquels sont moindres dans les conditions de demande plus importantes du scénario élevé.

Les possibilités d'exporter aux États-Unis de l'électricité garantie sont très grandes et il se peut que les exportations garanties puissent être beaucoup plus importantes que ce qui a été envisagé dans nos deux scénarios principaux. Notre scénario de rechange concernant l'offre d'électricité reflète cette éventualité, dans laquelle les exportations atteindraient 70 térawatts-heures d'ici à 2005.

Nous prévoyons que les exportations de gaz naturel atteindront rapidement environ 1,5 exajoule par an au cours de la période d'étude dans les deux scénarios. Cela

s'explique parce que nous prévoyons que la demande augmentera au Canada, mais que la demande de gaz naturel aux États-Unis augmentera peu et que, dans les deux pays, la capacité de production et les coûts de l'offre marginale seront comparables. Le fait que les niveaux d'exportation sont très semblables dans les deux scénarios résulte de notre hypothèse selon laquelle les coûts de l'offre de gaz au Canada et aux États-Unis s'adaptent au prix moins élevé du pétrole dans le scénario bas. Si les coûts de l'offre ne s'ajustaient pas de la sorte, les exportations de gaz naturel seraient considérablement inférieures dans ce scénario.

Dans les deux scénarios, les exportations de gaz naturel auraient pu être plus élevées si nous avions supposé une croissance plus marquée de la demande de gaz aux États-Unis ou une vue moins optimiste de l'offre aux États-Unis. À l'inverse, si l'offre de gaz au Canada était moins élevée, cela aurait entraîné une diminution de notre estimation des exportations.

Le Canada demeure un exportateur net de pétrole brut pendant toute la période des prévisions dans le scénario élevé, mais il devient un importateur net au début des années 90 dans le scénario bas, lorsque l'offre de pétrole brut léger diminue. Dans les deux scénarios, le Canada est un importateur net de pétrole brut léger, mais les niveaux d'importation nets sont beaucoup plus élevés dans le scénario bas.

Les exportations nettes de pétrole brut lourd déclinent dans le scénario bas, mais augmentent de façon notable dans le scénario élevé. À l'opposé des exportations de pétrole brut léger, les exportations de pétrole brut lourd, dans le scénario élevé, devraient être limitées davantage par la capacité d'absorption des marchés d'exportation que par l'offre canadienne dont les possibilités sont grandes dans le scénario élevé.

En ce qui concerne les liquides de gaz naturel, nous prévoyons que la production continuera de dépasser la demande intérieure dans une mesure appréciable; les exportations, au cours de la période d'étude, pourraient bien dépasser les récents niveaux.

Les exportations de charbon pourraient bien augmenter, en particulier en cas d'escalade des prix du pétrole et de forte croissance économique, mais il sera difficile aux producteurs canadiens de préserver leur position dans un marché mondial hautement compétitif. Les importations devraient aussi vraisemblablement augmenter afin de répondre à un accroissement de la demande dans l'Est du Canada, de sorte que les exportations nettes ne connaîtraient qu'un accroissement modeste, et seulement dans le scénario élevé.

Offre

Nos prévisions de l'offre de pétrole et de gaz naturel sont plus élevées qu'en 1986, en partie parce que, dans le présente rapport, nos estimations du capital-ressources du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien sont plus élevées. Cette augmentation des estimations entraîne un accroissement des additions aux réserves par unité de forage, ce qui tend à faire baisser les coûts unitaires de l'offre.

Nos prévisions relatives à l'offre de gaz naturel reflètent aussi notre analyse de l'impact, sur les marchés du gaz, de l'établissement des prix axé sur les conditions du marché. Lorsque les excédents actuels s'épuiseront et que la demande se rapprochera de l'offre, les prix du gaz naturel grimperont, ce qui entraînera un accroissement des additions aux réserves et de la capacité de production. Notre analyse des marchés du gaz montre donc les incidences, sur l'offre, la demande et les prix, du maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande de gaz naturel au cours de la période d'étude.

Il en était autrement dans notre rapport de 1986, dans lequel nous n'avions pas analysé les incidences du maintien de la demande à l'exportation au-delà de la durée de validité des licences existantes. Nous n'avions pas non plus, à cette époque, analysé les incidences, sur l'offre, la demande et les prix, d'un excédent de la demande vers la fin de la période des prévisions.

Dans le présent rapport, nous avons établi un profil des prix du gaz naturel qui maintient l'équilibre sur le marché. Autrement dit, nous avons indiqué ce que devraient devenir les prix du gaz pour éviter une intersection de l'offre et de la demande.

La similitude des résultats concernant l'offre de gaz naturel dans les scénarios bas et élevé est attribuable au fait que nous avons utilisé des coûts pour l'exploration et la production de gaz naturel, moins élevés dans le scénario bas que dans le scénario élevé. Nous jugeons cette démarche raisonnable, car l'expérience nous indique que, lorsque les prix sont faibles, les coûts d'exploration, de forage et de production sont généralement inférieurs à ce qu'ils sont lorsque les prix de l'énergie sont élevés.

Les résultats obtenus ne veulent pas dire que nous pensons que l'offre de gaz naturel est indépen-

dante des conditions du marché. Nous ne voulons pas non plus faire croire que la taille des ressources en gaz du bassin de l'Ouest est bien définie; ce n'est pas le cas. Nos résultats suggèrent plutôt que l'offre et les prix du gaz naturel dépendent essentiellement des coûts d'exploration et de production du gaz, lesquels peuvent varier selon les conditions de l'industrie et la taille, la qualité et l'emplacement des ressources.

Si nous avions utilisé l'estimation du capital-ressources contenue dans le rapport de 1986, le coût marginal de l'offre de gaz (y compris les frais d'utilisation) en 2005 serait vraisemblablement, étant donné le profil, adopté dans le présent rapport concernant les additions aux réserves, de quelque 30 % plus élevé, soit 6 $ le gigajoule au lieu de notre estimation actuelle de 4,70 $ le gigajoule, toute deux en dollars de 1987.

Nos résultats montrent que le maintien d'un régime de prix pétroliers bas affecterait beaucoup l'industrie du gaz naturel. Si des mesures ne sont pas prises, par exemple un abaissement des coûts d'exploration et de production, ou un maintien de la différentiation des prix du gaz entre les différentes catégories de clients, ou les deux, la taille du marché du gaz canadien pourrait diminuer considérablement.

Dans le présent rapport, nos prévisions de l'offre de pétrole classique en provenance du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien sont plus élevés qu'elles ne l'étaient en 1986, surtout en raison de notre estimation plus élevée du capital-ressources que nous avons adoptée et du développement plus rapide des ressources. Dans le scénario élevé, nous continuons de croire à l'avenir du bitume, tout en reconnaissant que les débouchés commerciaux demeurent très incertains.

La production de pétrole brut léger synthétique n'augmente que légèrement dans le scénario bas. Dans le scénario élevé, cette augmentation pourrait être importante, mais le choix de procédés demeure très incertain.

Le pétrole brut léger synthétique peut être produit soit dans les installations intégrées d'extraction et de valorisation des sables bitumineux, soit dans les installations de valorisation du pétrole brut lourd (pétrole brut lourd classique ou bitume produit *in situ)*. La mesure dans laquelle le pétrole brut léger synthétique est produit dans des installations de valorisation du pétrole brut lourd dépend essentiellement de la possibilité de recouvrir le coût de valorisation grâce à la différence entre le prix du bitume sur les marchés d'exportation et le prix du pétrole brut léger. Ce rapport, très incertain, est difficile à évaluer. Cela pourrait signifier que la production de brut léger synthétique dans les installations intégrées est plus vraisemblable, puisque sa rentabilité économique ne dépend pas des différences de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd.

Nous avons donc prévu une plus grande production de brut léger synthétique dans les installations intégrées qu'à partir des procédés séparés de production et de valorisation du pétrole brut lourd. Nous admettons que ce choix présente des incertitudes et que nous aurions pu bâtir un scénario plausible en supposant le contraire.

Dans le scénario élevé, nous sommes plus optimistes dans le présent rapport qu'en 1986 quant à la production de pétrole des régions pionnières. Nous prévoyons des niveaux de production supérieurs dans la région MacKenzie-Beaufort, ainsi qu'une production provenant de petits gisements de pétrole au large de la côte est, ce que nous n'avions pas inclus dans nos prévisions de 1986.

La planification de l'offre d'électricité a considérablement changé ces dernières années. Cela s'explique par le fait que, au fur et à mesure que la demande d'électricité augmente, il en est de même de l'opposition du public aux principales techniques de production d'électricité en termes des incidences environnementales et d'inquiétude quant à la sécurité des centrales nucléaires. Par conséquent, les services publics s'intéressent de plus en plus aux nouvelles sources d'offre, à l'intensification du commerce interprovincial (Ontario/Québec, Nouveau-Brunswick/Québec) et à la rationalisation plus poussée des systèmes provinciaux (Alberta/Colombie-Britannique), le recours aux producteurs privés pour compléter la capacité de production des services publics provinciaux, ainsi que le recours à des mesures incitant les consommateurs à réduire leur demande. Malgré tout, si l'on en juge par nos opinions actuelles sur l'accroissement de la demande, les économies réalisables, la gestion de la charge et la diversification des approvisionnements, il faudra augmenter de beaucoup la capacité de production classique pour répondre aux besoins futurs dans les deux scénarios. Pour que cette conclusion soit modifiée, il faudrait adopter des démarches très différentes en ce qui concerne l'établissement des prix de l'électricité et les politiques d'approvisionnement.

À ce sujet, il importe de remarquer que nous avons effectué notre analyse des besoins en énergie du

Canada, des exportations et de l'offre d'énergie au Canada en supposant que le cadre actuel des pratiques institutionnelles et des politiques publiques ne changera pas au cours de la période d'étude.

Comme nous l'avons indiqué, nous pensons que, dans les conditions qui prévalent, l'accroissement de la demande d'énergie devrait être modeste si on la compare aux taux d'accroissement antérieurs. Malgré tout, on s'inquiète de plus en plus au Canada et à l'étranger que les modes actuels d'utilisation de l'énergie puissent ne pas être compatibles avec une qualité acceptable de l'environnement. Par exemple, on s'inquiète des conséquences de "l'effet de serre" pour l'avenir de la planète. Les analystes au Canada et à l'étranger sont de plus en plus nombreux à s'interroger sur les politiques et pratiques existantes. Certains sont d'avis qu'elles devront changer pour susciter l'économie de l'énergie et l'utilisation de quantités plus élevées de sources d'énergie renouvelable, moins dangereuse pour l'environnement.

Notre étude ne visait pas à définir un tel ensemble de politiques nouvelles, encore moins d'en évaluer les incidences. Nous voulons simplement faire remarquer que l'avenir énergétique du Canada présenté dans ce rapport n'est aucunement immuable. Nous illustrons, en nous fondant sur des scénarios de croissance économique mondiale et d'évolution des prix du pétrole, ce que pourrait être, selon nous, cet avenir. Cependant, cette analyse repose sur l'hypothèse fondamentale - de plus en plus discutable - selon laquelle nous mènerons notre barque énergétique dans l'avenir de façon très analogue à celles du passé.

Liste des tableaux en annexe

Annexe 1

A1-1 Abréviations des noms, des termes et des unités..... 229

A1-2 Facteurs de conversion 232

A1-3 Définitions..... 235

Annexe 2

A2-1 Prix mondiaux du pétrole..... 245

A2-2 Taux annuels moyens de croissance du produit intérieur brut réel - Canada et régions..... 246

Annexe 3

Il n'y a pas d'annexe 3 - les données se rapportant au chapitre 3 se retrouvent dans l'annexe 4.

Annexe 4

A4-1 Prix de détail réels moyens par région et secteur. 247

A4-2 Prix relatifs de l'énergie par région et secteur 254

A4-3 Données historiques - Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible - Canada..... 261

A4-4 Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible - Canada et régions. 263

A4-5 Données historiques - Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur - Canada..... 279

A4-6 Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur - Canada et régions 281

A4-7 Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible Provinces de l'Atlantique 297

A4-8 Demande totale de produits pétroliers - Canada et régions..... 298

Annexe 5

A5-1 Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires 307

A5-2 Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires 323

A5-3 Besoins en combustible pour la production d'électricité - Canada 339

A5-4 Exportations nettes d'électricité et transferts Canada et provinces 340

A5-5 Exportations nettes d'électricité - Canada et provinces 342

A5-6 Exportations d'électricité par type de combustible - Canada 343

Annexe 6

A6-1 Données historiques - Réserves établies et production cumulative de gaz naturel commercialisable - Régions traditionnelles 345

A6-2 Données historiques et prévisions - Forages exploratoires axés sur le gaz naturel et additions aux réserves de gaz naturel commercialisable - Régions traditionnelles 346

A6-3 Potentiel technique ultime et additions aux réserves de gaz naturel commercialisable Régions traditionnelles 347

A6-4 Coûts directs marginaux nets du gaz naturel Ouest canadien 348

A6-5 Données historique - offre et demande de gaz naturel Canada - Régions traditionnelles 349

A6-6 Capacité de production des réserves établies de gaz naturel faisant l'objet de contrats 350

A6-7 Capacité de production des réserves établies de gaz naturel ne faisant pas l'objet de contrats 352

A6-8 Capacité de production de gaz naturel à partir de toutes les sources 354

A6-9 Données historiques - Exportations de gaz naturel 356

A6-10 Composition des exportations de gaz naturel canadien par régions de demande des États-Unis 357

A6-11 Offre et demande de gaz naturel - Canada 361

Annexe 7

A7-1 Données historiques - Réserves établies initiales et réserves restantes de pétrole brut classique - Régions traditionnelles 363

A7-2 Réserves établies et capacité de production de pétrole brut classique - Régions traditionnelles 364

A7-3 Réserves établies et capacité de production de pétrole brut classique par gisement, oléoduc et région 365

A7-4 Calendrier des projets de récupération assistée de pétrole au moyen de fluides miscibles approuvés par l'OCREA 381

A7-5 Données historiques et prévisions - Forages exploratoires axés sur le pétrole et additions aux réserves de pétrole brut classique au moyen de la récupération primaire - Régions traditionnelles 382

A7-6 Coûts directs marginaux pour le pétrole brut - Ouest canadien 383

A7-7 Additions annuelles aux réserves de pétrole brut léger classique Régions traditionnelles 384

A7-8 Additions annuelles aux réserves de pétrole brut lourd classique Régions traditionnelles 385

A7-9 Additions aux réserves et potentiel technique ultime de pétrole brut classique - Régions traditionnelles 386

A7-10 Capacité de production à partir des additions aux réserves de pétrole brut léger classique - Régions traditionnelles 387

A7-11 Capacité de production à partir des additions aux réserves de pétrole brut lourd classique - Régions traditionnelles 388

A7-12 Capacité de production à partir de projets d'exploitation in situ des sables bitumineux..... 389

A7-13 Offre de pétrole brut synthétique et de pétrole provenant des régions pionnières..... 390

A7-14 Données historiques - Production de pétrole brut et d'équivalents - Régions traditionnelles..... 391

A7-15 Capacité totale de production de pétrole brut et d'équivalents Canada..... 392

A7-16 Besoins en charges d'alimentation des raffineries et sources des charges - Canada et régions..... 394

A7-17 Offre et disposition de pétrole brut et d'équivalents canadiens Canada..... 400

A7-18 Grands projets énergétiques compris dans nos prévisions..... 402

Annexe 8

A8-1 Données historiques - Production de liquides de gaz naturel Canada..... 403

A8-2 Production de liquides de gaz naturel - Canada..... 404

A8-3 Production d'éthane des usines de traitement du gaz Canada et provinces..... 405

A8-4 Production de propane des usines de traitement du gaz Canada et provinces..... 406

A8-5 Production de butanes des usines de traitement du gaz Canada et provinces..... 408

A8-6 Production de pentanes plus des usines de traitement du gaz Canada et provinces..... 410

A8-7 Production de propane des raffineries - Canada et provinces..... 415

A8-8 Production de butanes des raffineries - Canada et provinces..... 416

A8-9 Offre et demande d'éthane - Canada..... 417

A8-10 Offre et demande de propane - Canada..... 418

A8-11 Offre et demande de butanes - Canada..... 419

Annexe 9

A9-1 Classification sommaire du charbon selon le rang 421

A9-2 Ressources canadiennes en charbon 422

A9-3 Données historiques - Production, importations et exportations de charbon 424

A9-4 Offre et demande de charbon - Canada 425

Annexe 10

A10-1 Bilan global d'énergie - Canada 427

Annexe 11

Personnes à contacter pour toute demande de renseignements concernant ce rapport 447

Annexe 1
Tableau A1-1
Abréviations des noms, des termes et des unités

Noms

"ANG"	Alberta Natural Gas Company Limited
"APC"	Association pétrolière du Canada
"APGTC"	Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada
"A & S"	Alberta and Southern Gas Company Limited
"CANMET"	Centre canadien de la technologie des minéraux et de l'énergie
"CGC"	Commission géologique du Canada
"El Paso"	El Paso Natural Gas Company
"É.-U."	États-Unis
"FERC"	Federal Energy Regulatory Commission (É.-U.)
"Loi"	Loi sur l'Office national de l'énergie
"LOOP"	Louisiana Offshore Oil Port
"NGPA"	Natural Gas Policy Act (É.-U.) (Loi sur la politique du gaz naturel)
"Northwest"	Northwest Pipeline Corporation
"OCDE"	Organisation de coopération et de développement économiques
"OCREA"	Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta
"Office" ou "ONE"	Office national de l'énergie
"OPEP"	Organisation des pays exportateurs de pétrole
"Pan-Alberta"	Pan-Alberta Gas Limited
"PG & E"	Pacific Gas and Electric
"PGT"	Pacific Gas Transmission Company

"PIL" ou "Interprovincial"	Pipeline Interprovincial Limitée, une division d'Énergie Interhome Inc.
"Rapport d'octobre 1986"	L'énergie au Canada - Offre et demande 1985-2005 Rapport technique et rapport sommaire, Office national de l'énergie, octobre 1986
"SoCal"	Southern California Gas Company
"TCPL" ou "TransCanada"	TransCanada PipeLines Limited
"Trans Mountain"	Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.
"Westcoast"	Westcoast Energy Inc.
"WGML"	Western Gas Marketing Limited

Termes

CO_2	dioxyde de carbone
DNB	dépense nationale brute
EPC	économies à planification centrale
GNS	gaz naturel synthétique
GPL	gaz de pétrole liquéfiés
GNV	gaz naturel pour véhicule
HPE	hors de portée économique
LGN	liquides de gaz naturel
PIB	produit intérieur brut
PIR	produit intérieur réel
PNB	produit national brut
RAP	récupération assistée de pétrole
TCTMP	technique chimio-thermo thermomécanique de préparation de la pâte de bois
TTMP	technique thermomécanique de préparation de la pâte de bois
WTI	West Texas Intermediate

Unités

Préfixe	*Multiple*	*Symbole*
kilo-	10^3	k
méga-	10^6	M
giga-	10^9	G
téra-	10^{12}	T
péta-	10^{15}	P
exa-	10^{18}	E

Btu = British thermal unit (thermie britannique) (BTU)

$ CAN = dollars canadiens
$ US = dollars américains

GJ	gigajoule	=	10^9Joules
TJ	térajoule	=	10^{12}J
PJ	pétajoule	=	10^{15}J
EJ	exajoule	=	10^{18}J

kW	kilowatt	=	10^3watts
kW.h	kilowatt-heure	=	10^3W.h
MW	mégawatt	=	10^3kW
MW.h	mégawatt-heure	=	10^3kW.h
GW	gigawatt	=	10^6kW
GW.h	gigawatt-heure	=	10^6kW.h
TW	térawatt	=	10^9kW
TW.h	térawatt-heure	=	10^9kW.h

Table A1-2
Facteurs de conversion

Système métrique		*Équivalences dans le système impérial*
1 mètre cube de pétrole		
(15 °C et 922 kg/m^3)	=	6,292 26 barils (60 °F et 22 °API)
(15 °C et 855 kg/m^3)	=	6,292 58 barils (60 °F et 34 °API)
(15 °C et 739 kg/m^3)	=	6,294 03 barils (pression d'équilibre, 60 °F et 60 °API)
1 mètre cube de gaz naturel (101,325 kilopascals et 15 °C)	=	35,301 01 pieds cubes (14,73 lb/po^2 de pression absolue et 60 °F)
1 mètre cube d'éthane (pression d'équilibre et 15 °C)	=	6,330 barils d'éthane (pression d'équilibre et 60 °F)
	=	9,930 milliers de pieds cubes de gaz d'éthane (14,73 lb/po^2 de pression absolue et 60 °F)
1 mètre cube de propane (pression d'équilibre et 15 °C)	=	6,300 barils de propane (pression d'équilibre et 60 °F)
1 mètre cube de butanes (pression d'équilibre et 15 °C)	=	6,296 8 barils de butanes (pression d'équilibre et 60 °F)
1 tonne	=	1,102 311 tonne
1 kilojoule	=	0,948 213 3 BTU (thermie britannique)
1 gigajoule (GJ)	=	environ 0,95 million de Btu, ou 0,95 millier de pieds cubes de gaz naturel à 1000 Btu/pi^3
1 pétajoule (PJ)	=	environ 0,95 milliard de pieds cubes de gaz naturel, 165 000 barils de pétrole ou 0,28 térawatt-heure d'électricité

Facteurs du contenu brut d'énergie

gaz naturel (101,325 kilopascals, 15 °C et sec)

C.-B.	- intérieur	39,10 MJ/m^3
	- Huntingdon	39,10 MJ/m^3
	- Kingsgate	37,65 MJ/m^3
	- Grassy Point	38,20 MJ/m^3
Alberta	- intérieur	38,80 MJ/m^3
	- Cardston	37,65 MJ/m^3
	- Aden	36,06 MJ/m^3
À l'est de l'Alberta		37,65 MJ/m^3
éthane (liquide)		18,36 GJ/m^3
propane (liquide)		25,53 GJ/m^3
butanes (liquides)		28,62 GJ/m^3
pétrole brut	léger et moyen	38,51 GJ/m^3
	lourd	40,90 GJ/m^3
	pentanes plus	35,17 GJ/m^3
charbon	anthracite	27,70 GJ/tonne
	bitumineux	27,60 GJ/tonne
	subbitumineux	18,80 GJ/tonne
	lignite	14,40 GJ/tonne
	utilisation intérieure moyenne	22,20 GJ/tonne
produits pétroliers	essence pour aviation	33,52 GJ/m^3
	essence pour moteur	34,66 GJ/m^3
	charges d'alimentation pétrochimique	35,17 GJ/m^3
	utilisation spéciale du naphte	35,17 GJ/m^3
	carburéacteur	35,93 GJ/m^3
	kérosène	37,68 GJ/m^3
	carburant diesel	38,68 GJ/m^3
	mazout léger	38,68 GJ/m^3
	lubrifiants et graisses	39,16 GJ/m^3
	mazout lourd	41,73 GJ/m^3
	gaz de distillats	41,73 GJ/m^3
	asphalte	44,46 GJ/m^3
	coke de pétrole	42,38 GJ/m^3
	autres produits	39,82 GJ/m^3
électricité		
secondaire		3,6 MJ/kW.h
primaire	hydroélectricité	3,6 MJ/kW.h
	nucléaire	12,1 MJ/kW.h

Tableau A1-3
Definitions

Additions aux réserves *Reserves Additions*	Accroissement des réserves établies en raison de la découverte de nouveaux gisements et de la valorisation des réserves.
Biomasse *Biomass*	Matières organiques telles le bois, les déchets de récoltes, les ordures ménagères et les déchets d'usines, utilisées pour la production d'énergie.
Bitume *Bitumen*	Voir "bitume brut"
Bitume brut *Crude Bitumen*	Pétrole brut très lourd ou goudron composé d'un mélange visqueux trouvé à l'état naturel et comprenant surtout des hydrocarbures plus lourds que le pentane; ce mélange peut comprendre des composés sulfureux et d'autres minéraux et, dans son état visqueux naturel, il ne peut être récupéré économiquement au moyen d'un puits.
Capacité (électricité) *Capacity (Electricity)*	La quantité maximale de puissance que peut produire, utiliser ou transférer une machine ou un appareil; exprimée en kilowatts ou en multiples du kilowatt.
Capacité de pointe *Peaking Capacity*	Équipement de production d'électricité qui est disponible pour répondre à la demande de pointe.
Capacité de production *Productive Capacity*	Le taux estimatif de production de gaz naturel, de pétrole brut ou de bitume brut à partir d'un puits, d'un gisement ou d'une autre formation, sans égard à la demande, en tenant compte des caractéristiques du gisement, des facteurs économiques, des limites en matière de réglementation, de la faisabilité de forages intercalaires et(ou) d'installations additionnelles de production, de l'existence d'installations de collecte, de traitement et de transport, et des pertes éventuelles attribuables aux pannes mécaniques.
Capacité de production de la charge de base *Base Load Capacity*	Équipement de production d'électricité qui répond à la demande de charge pendant la majeure partie de l'année.
Capacité de production rajustée *Adjusted Productive Capacity*	Estimation de la capacité de production, à un moment quelconque, en reportant, à des fins d'utilisation future, toute capacité de production découlant d'un excédent antérieur de la capacité de production en regard de la production.

Capacité de transfert
Transfer Capability

La capacité globale des lignes internationales ou interprovinciales de transport d'électricité, compte tenu des installations électriques connexes, de transférer puissance et énergie d'un réseau à un autre.

Capacité disponible (électricité)
Capacity Available (Electricity)

La somme de la capacité installée d'un réseau et des achats d'énergie garantis.

Capacité inutilisée
Shut-in Capacity

Capacité de production inutilisée des gisements pétroliers ou gaziers, ou des régions productrices.

Capacité restante (électricité)
Remaining Capacity (electricity)

La différence entre la capacité disponible et la demande de pointe du réseau. La capacité restante comprend la marge de capacité disponible pour tenir compte de l'entretien prévu, des interruptions d'urgence, de la quantité nécessaire à l'exploitation du réseau et des charges imprévues. À l'échelle nationale, il s'agit de la différence entre la capacité disponible nette des réseaux du Canada et la somme des demandes de charge de pointe des réseaux, sans égard aux différences chronologiques entre les charges des réseaux.

Charge d'alimentation
Feedstock

Matière première qui alimente une raffinerie ou une usine pétrochimique.

Condensat
Condensate

Dans ce rapport, synonyme de pentanes plus.

Convertisseur basique
Basic Oxygen Furnace

Technique utilisée pour la fabrication de l'acier, qui consiste à soumettre à des jets d'oxygène pur du fer brut en fusion, additionné de chaux. L'oxygène provoque la combustion du carbone pour produire de l'acier.

Coproduction
Co-generation

Une installation qui peut produire à la fois de la vapeur pour le chauffage ainsi que de l'électricité, d'où une amélioration globale de l'efficacité de la conversion.

Coulée en continu
Continuous Casting

Technique qui consiste à couler directement de l'acier en fusion en sections plus petites et plus minces dans un laminoir de produits primaires sans qu'il soit nécessaire de réchauffer les lingots d'acier.

Coût d'achat à la raffinerie
Refinery Acquisition Cost

Le prix du pétrole brut à la livraison à la raffinerie, y compris tous les frais de transport jusqu'à ce lieu.

Coût social des approvisionnements
Social Supply Cost

Le total des frais d'immobilisation et d'exploitation par unité de production, sans tenir compte des redevances, des taxes, des subventions ou des primes d'encouragement, actualisé selon le coût social d'option estimatif des immobilisations au Canada.

Cycle de vie fixe
Flat Life

La période du cycle productif d'une ressource au cours de laquelle la production est maintenue à un taux constant.

Déchets de bois
Wood Wastes

Désigne les résidus de bois et la liqueur de pâte.

Demande d'énergie pour utilisation finale (ou demande d'énergie secondaire)
End Use Demand for Energy (or Secondary Energy Demand)

Énergie utilisée par les consommateurs ultimes à des fins résidentielles, commerciales, industrielles et de transport, et les hydrocarbures utilisés à des fins non énergétiques comme les charges d'alimentation pétrochimique.

Demande d'énergie primaire
Primary Energy Demand

Représente le total des besoins en énergie à toutes fins, au Canada, y compris l'énergie utilisée par les consommateurs ultimes, l'énergie utilisée à titre d'intermédiaire pour transformer une forme d'énergie en une autre (p. ex., le charbon en électricité), et l'énergie utilisée par les fournisseurs en vue d'offrir l'énergie au marché (p. ex., le carburant pour les compresseurs). (Pour le calcul de la demande d'énergie primaire, voir le tableau A10-1 en annexe)

Par définition:
La demande d'énergie primaire
= demande d'énergie pour utilisation finale
+ l'énergie consommée par l'industrie de l'énergie
– la demande d'électricité et de vapeur
+ l'énergie utilisée pour produire de l'électricité et de la vapeur
+ les autres pertes de conversion

Demande de pointe (électricité)
Peak Demand (Electricity)

Le niveau le plus élevé de puissance que peuvent demander des clients d'un réseau d'électricité, au cours d'une période définie, ordinairement un an, (c'est-à-dire à un grand ou à un petit service public ou à une industrie particulière produisant elle-même son électricité). La demande de pointe est exprimée en kilowatts ou en multiples du kilowatt.

Distillats moyens
Middle Distillates

La gamme des produits pétroliers raffinés qui comprend le kérosène, le mazout domestique, le carburant diesel et le mazout léger.

Puissance garantie
Firm Power

Énergie électrique devant être disponible en tout temps au cours de la période visée par une entente.

Énergie interruptible
Interruptible Energy

Puissance ou énergie électrique rendue disponible aux termes d'une entente qui prévoit la réduction ou l'interruption de la livraison, à la discrétion du fournisseur.

Énergie solaire - système actif
Solar Energy - Active System

Système de captage d'énergie solaire qui transfère la chaleur du rayonnement solaire captée au moyen de dispositifs mécaniques.

Énergie solaire - système passif *Solar Energy - Passive System*	Système de captage d'énergie solaire permettant de capter et d'utiliser le rayonnement solaire directement pour le chauffage des locaux, de l'eau ou autres, sans l'apport de dispositifs mécaniques.
Facteur de charge *Load Factor*	Rapport entre la charge moyenne au cours d'une période déterminée et la charge maximale connue pendant la même période, exprimé en pourcentage.
Forage intercalaire *Infill Drilling*	Forage de puits additionnels dans les limites définies d'un gisement de gaz naturel ou de pétrole.
Gaz associé *Associated Gas*	Gaz naturel, habituellement désigné par l'expression "chapeau de gaz", superposé et en contact avec un gisement de pétrole brut.
Gaz de pétrole liquéfiés *Liquefied Petroleum Gases*	Dans le présent rapport, ce terme désigne les hydrocarbures suivants: propane, butanes ou des mélanges de ceux-ci.
Gaz en solution *Solution Gas*	Gaz naturel dissous dans le pétrole brut d'un gisement, aux conditions initiales de ce dernier et dont la récupération est concomitante à celle du pétrole brut.
Gaz naturel brut *Raw Natural Gas*	Gaz naturel non traité.
Gaz naturel commercialisable *Marketable Natural Gas*	Gaz naturel qui répond aux normes d'utilisation finale.
Gaz naturel synthétique *Synthetic Natural Gas*	Gaz naturel extrait des liquides du pétrole, du charbon ou du bois.
Gaz non associé *Non-Associated Gas*	Gaz naturel qui n'est pas en contact avec le pétrole brut d'un gisement.
Gazéification du bois *Wood Gasification*	La production de gaz naturel synthétique à partir du bois.
Gazéification du charbon *Coal Gasification*	La production de gaz naturel synthétique à partir du charbon.
Indice de durée des réserves *Reserves Life Index*	Réserves restantes divisées par la production annuelle.
Injection d'eau *Waterflooding*	Technique de récupération assistée qui consiste à injecter de l'eau dans un gisement de pétrole afin d'augmenter la récupération du pétrole.

Injection de dioxyde de carbone
Carbon Dioxide Flooding

Technique de récupération assistée qui consiste à injecter du gaz carbonique dans un gisement de pétrole afin d'augmenter la récupération du pétrole.

Injection de fluides miscibles
Miscible Flooding

Technique de récupération assistée par laquelle on injecte dans un gisement, afin d'augmenter la récupération du pétrole, un fluide capable de se dissoudre entièrement dans le pétrole.

Injection de produits chimiques
Chemical Flooding

Technique de récupération assistée selon laquelle on injecte de l'eau contenant des produits chimiques dans un gisement de pétrole afin d'augmenter la récupération du pétrole.

Injection de solvant miscible
Solvent Flooding

Voir "Injection de fluides miscibles"

Intensité énergétique
Energy Intensity

Dans les secteurs de l'industrie, du commerce et des transports autres que celui de l'automobile, l'intensité énergétique désigne la quantité d'énergie utilisée par unité de production. Dans le secteur résidentiel, il s'agit de l'énergie utilisée par ménage, et, en ce qui concerne les automobiles, de l'énergie utilisée par véhicule. L'énergie totale pour utilisation finale par unité de PNB constitue une mesure de l'efficacité avec laquelle l'énergie est utilisée dans l'ensemble de l'économie.

Liquéfaction du bois
Wood Liquefaction

La production de liquides (p. ex., le méthanol) tirés du bois.

Liquéfaction du charbon
Coal Liquefaction

La production de pétrole brut synthétique ou d'un combustible liquide connexe à partir du charbon.

Liqueur de pâte (aussi connue sous le nom de liqueur résiduaire ou de liqueur noire)
Pulping Liquor
(Also known as waste liquor or black liquor)

Substance renfermant surtout de la lignine, d'autres constituants du bois et des produits chimiques se trouvant dans les sous-produits de la fabrication de la pâte chimique. Elle peut être brûlée pour produire de la vapeur ou de l'électricité thermique.

Liquides de gaz naturel
Natural Gas Liquids

Ces liquides englobent les hydrocarbures suivants: éthane, propane, butanes et pentanes plus, ou une combinaison de ceux-ci.

Mazout léger
Light Fuel Oil

Dans ce rapport, le terme mazout léger désigne le fuel oil domestique (mazout nº 2), le kérosène et le combustible domestique (mazout nº 1). Le fuel oil domestique est le mazout léger le plus utilisé au Canada.

Mazout lourd
Heavy Fuel Oil

Dans ce rapport, le terme mazout lourd comprend le mazout de soute de catégories nos 5 et 6 et le mazout industriel no 4.

Pentanes plus
Pentanes Plus

Un liquide extrait du gaz naturel et qui se compose essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds.

Perméabilité
Permeability

Mesure de l'aptitude d'une roche réservoir à se laisser traverser par un fluide (liquide ou gaz).

Pertes en cours de retraitement
Reprocessing Shrinkage

Cette expression désigne le volume de gaz naturel pris à même les principales canalisations de transport de gaz, aux usines de chevauchement, puis transformé en LGN et exprimé, soit en volume, soit en unité énergétique.

Pétrole brut classique
Conventional Crude Oil

Pétrole brut récupérable à partir de puits pouvant être mis en production sans qu'il soit nécessaire de modifier l'état visqueux naturel du pétrole.

Pétrole brut et hydrocarbures équivalents
Crude Oil and Equivalent Hydrocarbons

Appelé parfois "pétrole brut et équivalents", il comprend le pétrole brut léger et lourd, les pentanes plus, le bitume et le pétrole brut synthétique.

Pétrole brut expérimental
Experimental Crude Oil

Pétrole brut provenant des projets pilotes visant l'étude de nouvelles techniques de récupération.

Pétrole brut léger
Light Crude Oil

Terme générique désignant le pétrole brut léger classique, le brut lourd valorisé, le brut synthétique et les pentanes plus. Aux fins du présent rapport, les données sur l'offre et la demande de brut léger ne comprennent pas toute addition de brut léger raffiné au brut lourd.

Pétrole brut lourd
Heavy Crude Oil

Terme générique désignant le pétrole brut lourd classique et le bitume brut. Aux fins du présent rapport, les données concernant l'offre et la demande de pétrole brut lourd comprennent le brut lourd et toute addition de brut léger au brut lourd pour en réduire la viscosité en vue de faciliter son transport par pipeline, mais excluent les volumes de pétrole brut lourd classique ou de bitume valorisés pour obtenir du pétrole brut léger.

Pétrole brut léger classique
Conventional Light Crude Oil

Pétrole brut classique de faible densité (généralement inférieure à 900 kilogrammes par mètre cube). L'annexe A7-3 montre la production des gisements de brut qui sont compris dans la catégorie de pétrole brut léger classique de l'Office national de l'énergie.

Pétrole brut lourd classique
Conventional Heavy Crude Oil

Pétrole brut classique de densité élevée (généralement supérieure à 900 kilogrammes par mètre cube). L'annexe A7-3 montre la production des gisements de brut qui sont compris dans la catégorie de brut lourd classique de l'Office national de l'énergie.

Pétrole brut synthétique
Synthetic Crude Oil

Pétrole brut obtenu par le traitement du bitume brut.

Potentiel restant
Remaining Potential

Partie du potentiel ultime qui n'est du bitume brut, mais qui, à partir de l'interprétation des données géologiques et autres, est censée exister et devrait être mise en valeur avant la fin de toute activité d'exploration et de développement. Dans le cas des gisements de pétrole auxquels des réserves établies ont déjà été attribuées, le potentiel restant comprend les quantités additionnelles qui devraient être récupérables à partir de techniques de récupération assistée qui ne sont pas encore disponibles.

Potentiel ultime
Ultimate Potential

Une évaluation des réserves établies initiales qui auront été mises en valeur dans une région à la fin de tous les travaux de recherche et d'exploitation, compte tenu des caractéristiques géologiques de cette région, des conditions économiques futures et des développements technologiques anticipés. Le potentiel ultime englobe la production cumulative, les réserves établies restantes et les additions futures résultant de l'extension et de la révision des gisements actuels et de la découverte de nouveaux gisements.

Prix mondial du pétrole
World Oil Price

Dans ce rapport, ce terme désigne le prix de vente officiel du pétrole brut West Texas Intermediate à Chicago.

Procédés thermiques
Thermal Processes

Technique de récupération assistée du pétrole par laquelle on injecte de la chaleur dans le gisement afin d'augmenter la récupération.

Production d'électricité
Electricity Production

La quantité d'électricité, calculée en kilowatt-heure ou en multiples du kilowatt-heure, produite en un an. Le calcul de la production tient compte de divers facteurs, notamment du type de service pour lequel les centrales ont été conçues (par ex., centrales de base ou de pointe), de la disponibilité des combustibles, du côut des combustibles, des niveaux d'eau des rivières, et des restrictions environnementales.

Production hydroélectrique
Hydroelectric Generation

Électricité produite par une génératrice accouplée à une turbine hydraulique.

Production non classique
Non-Conventional Generation

Production d'électricité par tous les moyens autres que la production hydroélectrique, la production des centrales thermiques utilisant du combustible nucléaire, du charbon, du pétrole ou du gaz naturel, la production de turbines alimentées au mazout ou au gaz naturel, ou la production par combustion interne. Par exemple, l'énergie solaire et l'énergie éolienne sont des formes de production d'électricité non classique.

Production thermique
Thermal Generation

Conversion d'énergie où le combustible sert à produire de la chaleur qui est ensuite elle-même convertie en énergie mécanique, puis en électricité dans une génératrice. Il s'agit, en général, de charbon, de pétrole, de gaz ou d'uranium (nucléaire).

Purge rapide
Blowdown

Production de gaz à partir du chapeau de gaz d'un gisement de pétrole après l'épuisement de ce dernier, ou à partir d'un gisement de gaz de recyclage après cessation du recyclage.

Récupération assistée du pétrole (ou récupération assistée)
Enhanced Oil Recovery

Voir "Récupération - assistée"

Récupération in situ (ou récupération en place)
In Situ Recovery

Technique de récupération du bitume brut des sables pétrolifères, autrement que par l'exploitation à ciel ouvert.

Récupération primaire
Primary Recovery

Voir "Récupération - primaire"

Récupération - Primaire
Recovery - Primary

Le volume de pétrole brut récupérable dans un gisement uniquement au moyen de méthodes naturelles d'épuisement.

- **Secondaire**
- *Secondary*

Le volume additionnel de pétrole brut récupérable dans un gisement au moyen de techniques de maintien de la pression telles l'injection d'eau ou de gaz.

- **Tertiaire**
- *Tertiary*

Le volume additionnel de pétrole brut récupérable dans un gisement, au moyen d'autres techniques que la méthode naturelle d'épuisement et le maintien de la pression.

- **Assistée**
- *Enhanced*

Le volume additionnel de pétrole brut récupérable dans un gisement, au moyen d'une technique d'exploitation différente de la méthode naturelle d'épuisement; la technique d'exploitation utilisée pour obtenir ce volume additionnel. La récupération assistée comprend les récupérations secondaire et tertiaire.

Récupération secondaire *Secondary Recovery*	Voir "Récupération - secondaire"
Récupération tertiaire *Tertiary Recovery*	Voir "Récupération - tertiaire"
Recyclage de gaz *Gas Cycling*	Réinjection dans un gisement de la totalité ou d'une partie du gaz naturel produit après en avoir extrait les liquides du gaz naturel.
Réfection - d'une résidence *Retrofitting - a house*	Réfection d'une maison existante afin de réduire les pertes de chaleur. La réfection comprend différentes mesures comme l'addition de matériaux isolants, le calfeutrage, la pose de coupe-bise, l'addition ou l'amélioration de contre-portes ou de contre-fenêtres.
- d'un système de chauffage *- a heating system*	Remplacement de composantes données d'un système afin d'en améliorer le rendement tout en conservant la plus grande partie possible du système original.
Maisons R-2000 *R-2000 homes*	Maisons à très haut rendement énergétique qui devraient satisfaire aux normes du code du bâtiment de l'an 2000.
Régions classiques (ou traditionnelles) *Conventional Areas*	En général, les provinces de l'Ouest, le sud-ouest de l'Ontario et la partie méridionale du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest.
Régions pionnières Frontier Areas	En général, les régions septentrionales et extracôtières du Canada.
Régions productrices classiques *Conventional Producing Areas*	Même définition que "régions classiques"
Rendement du combustible (rendement à la pointe du brûleur) *Fuel Efficiency (Burner Tip Efficiency)*	Rapport entre l'énergie utile que l'on obtient de la combustion d'un combustible et la teneur théorique en énergie du combustible utilisé. Le rendement d'un combustible de chauffage est inférieur à 100 %, puisqu'il faut de l'air chaud pour la combustion et qu'il faut évacuer les gaz libérés. Pour d'autres applications, le rendement du combustible n'atteint pas 100 %, en partie à cause de la chaleur perdue produite.
Réserves établies *Established Reserves*	Les réserves (pétrole et gaz), qui sont récupérables compte tenu de la technologie courante et des conditions économiques actuelles et prévues, et dont l'existence est prouvée de façon précise par des forages, des essais ou par l'exploitation, et les réserves récupérables contiguës dont l'existence est établie avec un degré raisonnable de certitude à partir de l'interprétation et de l'évaluation de données géologiques, géophysiques ou autres informations pertinentes.

Réserves établies initiales
Initial Established Reserves

Réserves établies avant déduction de toute production.

Réserves établies restantes
Remaining Established Reserves

Réserves établies initiales, moins la production cumulative.

Réserves hors de portée économique
Beyond Economic Reach Reserves

Réserves établies qui, en raison de leur taille, de leur emplacement ou de leur composition, ne sont pas jugées économiquement viables pour le moment.

Réserves reportées
Deferred Reserves

Réserves établies de gaz naturel qui ne sont pas commercialisées pour une raison particulière, habituellement parce qu'elles servent efficacement à récupérer le pétrole ou les GPL.

Résidus du bois
Wood Waste
Hog Fuel

Combustible composé d'écorces, de copeaux, de sciures, de bois de qualité inférieure et de rebuts de bois provenant de l'exploitation d'usines de pâtes et papiers, de scieries et d'usines de contre-plaqué.

Sables pétrolifères ou sables bitumineux
Oil Sands

Gisements de sable, de grès ou d'autres roches sédimentaires renfermant du bitume brut.

Scénario élevé
High Case

Voir au chapitre 2. Fondé sur une hypothèse de croissance économique élevée et de prix mondiaux élevés du pétrole.

Scénario bas
Low Case

Voir au chapitre 2. Fondé sur une hypothèse de croissance économique et de prix mondiaux du pétrole moins élevés.

Système hybride
Hybrid System

Système de chauffage alimenté par deux types d'énergie qui sont utilisés au choix.

Taux d'extraction
Rate of Take

Taux quotidien moyen de production de gaz naturel par rapport au volume des réserves établies initiales attribué au(x) gisement(s) d'où le gaz est tiré. Par exemple, 1:7 300 représente une production quotidienne d'une unité pour 7 300 unités de réserves établies initiales.

Technique chimio-thermo-mécanique de préparation des pâtes
Chemi-Thermo-Mechanical Pulping

Semblable à la technique thermomécanique, sauf que des produits chimiques sont ajoutés aux copeaux de bois pour parfaire le raffinage de la pâte par l'élimination de la lignine.

Technique de l'arc électrique
Electric Arc Technology

Utilisation d'arcs électriques dans un four pour produire des températures très élevées utilisées pour la fusion et le revêtement des métaux et le séchage industriel.

Technique de l'arc sous plasma
Plasma Arc Technology

Utilisation d'arcs électriques dans un four à arc sous plasma, pour produire efficacement des températures très élevées destinées à des utilisations telles que la fusion et le revêtement des métaux et le séchage industriel.

Technique thermomécanique de la production de pâtes
Thermo-Mechanical Pulping Process

Technique utilisée dans l'industrie des pâtes et papiers. L'énergie mécanique produite par l'électricité sert à traiter à la vapeur les copeaux de bois et à les raffiner pour les transformer en pâte. La vapeur attendrit les copeaux de bois, ce qui permet de produire une pâte de qualité supérieure à celles obtenues par d'autres techniques. La vapeur récupérée peut servir au chauffage de locaux ou au séchage des fibres de pâte.

Tête du puits
Wellhead

D'une façon particulière, l'équipement utilisé pour exercer un contrôle sur un puits à partir de la surface. D'une façon générale, un point de référence ou de livraison du réseau de production.

Usine de chevauchement
Straddle Plant

Usine de traitement du gaz naturel, située le long d'un réseau principal de transport du gaz, qui extrait les LGN du gaz circulant dans le réseau.

Valorisation des réserves
Reserves Appreciation

Réévaluation à la hausse des réserves établies en raison de l'extension des gisements actuels et(ou) de la révision des estimations antérieures des réserves.

Valorisation
Upgrading

Processus de pré-raffinage du bitume ou du pétrole brut lourd par lequel on obtient du pétrole brut synthétique.

Zones productrices classique
Conventional Producing Areas

Même définition que "régions classiques".

Annexe 2

Tableau A2-1

Prix mondiaux du pétrole

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	
($ US 1987 / baril)	4,87	6,00	6,26	8,22	27,37	27,39	28,65	29,17	
($ CAN 1987 / mètre cube)	40,09	48,82	49,63	64,72	206,67	212,27	210,61	226,59	
	1978	**1979**	**1980**	**1981**	**1982**	**1983**	**1984**	**1985**	
($ US 1987 / baril)	27,82	34,79	52,94	45,80	39,17	35,13	32,78	30,08	
($ CAN 1987 / mètre cube)	228,37	292,19	439,72	380,28	320,30	281,59	274,38	264,99	
($ US 1987 / baril)	**1986**	**1987**	**1988**	**1989**	**1990**	**1991**	**1992**	**1995**	**2000**	**2005**
scénario bas	15,95	19,56	15,00	15,00	15,00	15,20	15,40	16,00	18,00	20,00
scénario élevé	15,95	19,56	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	27,00	30,00	30,00
($ CAN 1987 / mètre cube)										
scénario bas	141,18	163,22	122,63	121,19	121,72	123,56	125,06	129,78	140,83	156,09
scénario élevé	141,18	163,22	161,21	168,64	179,56	189,55	199,08	225,14	248,35	247,66

Nota: W. T. I. à Chicago.

Tableau A2-2
Taux annuels moyens de croissance du produit intérieur brut réel - Canada et régions

taux annuels moyens de croissance (%)

	1986-1990	1990-1995	1995-2000	2000-2005
Provinces de l'Atlantique				
scénario bas	2,1	1,9	1,7	1,6
scénario élevé	2,7	3,0	2,5	2,2
Terre-Neuve				
scénario bas	1,1	1,3	1,7	1,9
scénario élevé	3,8	4,9	3,3	2,0
Île-du-Prince-Édouard				
scénario bas	2,0	2,1	1,8	1,4
scénario élevé	1,9	2,4	2,2	2,1
Nouvelle-Écosse				
scénario bas	2,1	2,0	1,8	1,4
scénario élevé	2,3	2,4	2,3	2,2
Nouveau-Brunswick				
scénario bas	2,7	2,2	1,5	1,8
scénario élevé	2,7	2,3	2,0	2,5
Centre du Canada				
scénario bas	2,8	2,8	2,0	1,8
scénario élevé	3,4	3,4	2,8	2,6
Québec				
scénario bas	3,2	2,5	1,8	1,5
scénario élevé	3,5	2,9	2,5	2,3
Ontario				
scénario bas	2,6	3,0	2,1	2,0
scénario élevé	3,3	3,6	3,0	2,8
Prairies				
scénario bas	0,6	1,8	2,1	2,2
scénario élevé	2,5	3,1	2,8	2,1
Manitoba				
scénario bas	2,1	2,0	1,7	2,3
scénario élevé	2,4	2,6	2,3	2,6
Saskatchewan				
scénario bas	1,4	2,3	2,2	2,2
scénario élevé	2,4	3,0	3,1	2,6
Alberta				
scénario bas	-0,3	1,5	2,2	2,3
scénario élevé	2,5	3,4	2,9	1,8
C.-B. et Territoires				
scénario bas	2,0	2,2	2,0	2,2
scénario élevé	2,2	2,6	2,5	2,8
Canada				
scénario bas	2,3	2,5	2,0	1,9
scénario élevé	3,0	3,2	2,8	2,5

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Annexe 4

Tableau A4-1

Prix de détail réels moyens par région et secteur

($1987 / gigajoule ajusté pour le rendement)

Provinces de l'Atlantique

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
mazout léger	12,78	12,25	10,60	10,55	10,57	10,65	10,71	10,91	11,39	11,99
électricité	16,49	15,60	15,53	15,53	15,53	15,53	15,53	15,53	15,53	15,53
gaz naturel	14,37	14,33	13,15	13,45	13,54	13,50	13,66	14,53	15,87	17,70
commercial										
mazout léger	10,06	9,64	8,11	8,06	8,08	8,15	8,21	8,40	8,84	9,40
mazout lourd	6,95	6,61	4,85	4,80	4,82	4,90	4,96	5,15	5,61	6,18
électricité	22,88	22,35	22,28	22,28	22,28	22,28	22,28	22,28	22,28	22,28
gaz naturel	21,57	22,30	20,45	20,59	20,65	20,63	20,76	21,46	22,56	24,08
industriel										
mazout lourd	4,75	4,52	3,32	3,28	3,30	3,35	3,39	3,52	3,83	4,23
électricité	14,57	14,19	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03
gaz naturel	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
mazout léger	12,78	12,25	12,18	12,48	12,91	13,30	13,67	14,67	15,56	15,53
électricité	16,49	15,60	15,39	15,39	15,39	15,39	15,39	15,39	15,39	15,39
gaz naturel	14,37	14,33	13,47	13,22	13,08	13,31	13,78	14,56	15,89	17,45
commercial										
mazout léger	10,06	9,64	9,58	9,86	10,25	10,61	10,96	11,89	12,72	12,69
mazout lourd	6,95	6,61	6,37	6,66	7,07	7,44	7,79	8,76	9,61	9,58
électricité	22,88	22,35	22,07	22,07	22,07	22,07	22,07	22,07	22,07	22,07
gaz naturel	21,57	22,30	20,61	20,37	20,24	20,57	21,01	21,76	23,03	24,52
industriel										
mazout lourd	4,75	4,52	4,36	4,55	4,83	5,09	5,33	5,99	6,57	6,55
électricité	14,57	14,19	13,90	13,90	13,90	13,90	13,90	13,90	13,90	13,90
gaz naturel	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

Nota: Les prix des produits pétroliers et du gaz naturel ont été ajustés pour tenir compte du rendement à la pointe du brûleur:
dans le secteur résidentiel: mazout léger = 65%; gaz naturel = 65%.
dans le secteur commercial: mazout léger = 70%; mazout lourd = 72%; gaz naturel = 68%.
dans le secteur industriel: mazout lourd = 87%; gaz naturel = 85%.
L'électricité offre un rendement de 100% dans tous les secteurs.
n.d.: non disponible.

Tableau A4-1(suite)
Prix de détail réels moyens par région et secteur

($1987 / gigajoule ajusté pour le rendement)

Québec

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
mazout léger	10,94	11,46	9,71	9,65	9,68	9,76	9,83	10,04	10,55	11,18
électricité	12,36	12,38	12,52	12,46	12,46	12,46	12,46	12,46	12,46	12,46
gaz naturel	10,46	10,26	9,20	9,41	9,42	9,31	9,40	10,35	11,82	13,81
commercial										
mazout léger	8,61	9,02	7,39	7,34	7,36	7,44	7,50	7,70	8,17	8,76
mazout lourd	6,10	7,09	4,85	4,80	4,82	4,90	4,96	5,15	5,61	6,18
électricité	14,79	14,92	15,20	14,88	14,88	14,88	14,88	14,88	14,88	14,88
gaz naturel	8,74	8,52	7,60	7,67	7,69	7,62	7,71	8,46	9,67	11,32
industriel										
mazout lourd	4,18	4,85	3,32	3,28	3,30	3,35	3,39	3,52	3,83	4,23
électricité	8,55	8,64	8,78	8,66	8,66	8,66	8,66	8,66	8,66	8,66
gaz naturel	5,62	5,29	3,84	3,83	3,83	3,85	3,88	4,01	4,32	4,74

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
mazout léger	10,94	11,46	11,39	11,71	12,16	12,58	12,97	14,04	14,98	14,95
électricité	12,36	12,38	12,40	12,42	12,42	12,42	12,42	12,42	12,42	12,42
gaz naturel	10,46	10,26	9,54	9,16	8,94	9,20	9,70	10,56	12,01	13,70
commercial										
mazout léger	8,61	9,02	8,95	9,25	9,67	10,06	10,42	11,41	12,29	12,26
mazout lourd	6,10	7,09	6,37	6,66	7,07	7,44	7,79	8,76	9,61	9,58
électricité	14,79	14,92	15,06	14,83	14,83	14,83	14,83	14,83	14,83	14,83
gaz naturel	8,74	8,52	7,76	7,44	7,25	7,61	8,09	8,90	10,29	11,91
industriel										
mazout lourd	4,18	4,85	4,36	4,55	4,83	5,09	5,33	5,99	6,57	6,55
électricité	8,55	8,64	8,70	8,63	8,63	8,63	8,63	8,63	8,63	8,63
gaz naturel	5,62	5,29	3,85	4,17	4,57	4,84	5,20	5,79	6,81	8,00

Nota: Les prix des produits pétroliers et du gaz naturel ont été ajustés pour tenir compte du rendement à la pointe du brûleur:
dans le secteur résidentiel: mazout léger = 65%; gaz naturel = 65%.
dans le secteur commercial: mazout léger = 70%; mazout lourd = 72%; gaz naturel = 68%.
dans le secteur industriel: mazout lourd = 87%; gaz naturel = 85%.
L'électricité offre un rendement de 100% dans tous les secteurs.
n.d.: non disponible.

Tableau A4-1 (suite)
Prix de détail réels moyens par région et secteur

($1987 / gigajoule ajusté pour le rendement)

Ontario

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
mazout léger	12,12	12,68	11,07	11,02	11,04	11,12	11,18	11,38	11,84	12,46
électricité	13,45	13,53	13,79	13,79	13,79	13,79	13,79	13,79	13,79	13,79
gaz naturel	9,31	8,80	8,21	8,51	8,60	8,56	8,72	9,59	10,93	12,76
commercial										
mazout léger	9,54	9,98	8,48	8,44	8,46	8,53	8,59	8,77	9,20	9,77
mazout lourd	5,61	6,25	4,78	4,73	4,75	4,83	4,89	5,08	5,54	6,15
électricité	15,72	15,91	16,38	16,38	16,38	16,38	16,38	16,38	16,38	16,38
gaz naturel	7,39	6,85	6,39	6,52	6,58	6,57	6,70	7,39	8,50	10,01
industriel										
mazout lourd	3,84	4,28	3,27	3,23	3,25	3,30	3,34	3,48	3,79	4,20
électricité	8,81	8,90	9,22	9,22	9,22	9,22	9,22	9,22	9,22	9,22
gaz naturel	4,97	4,08	3,21	3,23	3,25	3,30	3,34	3,48	3,79	4,20

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
mazout léger	12,12	12,68	12,61	12,92	13,35	13,75	14,13	15,18	16,12	16,11
électricité	13,45	13,53	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66
gaz naturel	9,31	8,80	8,54	8,29	8,14	8,38	8,84	9,62	10,96	12,51
commercial										
mazout léger	9,54	9,98	9,92	10,20	10,60	10,97	11,33	12,30	13,18	13,16
mazout lourd	5,61	6,25	6,30	6,59	7,02	7,41	7,79	8,82	9,75	9,73
électricité	15,72	15,91	16,23	16,23	16,23	16,23	16,23	16,23	16,23	16,23
gaz naturel	7,39	6,85	6,55	6,31	6,17	6,51	6,95	7,70	8,97	10,46
industriel										
mazout lourd	3,84	4,28	4,31	4,51	4,80	5,07	5,33	6,03	6,67	6,66
électricité	8,81	8,90	9,14	9,14	9,14	9,14	9,14	9,14	9,14	9,14
gaz naturel	4,97	4,08	3,23	3,57	3,99	4,26	4,52	5,21	6,24	7,42

Nota: Les prix des produits pétroliers et du gaz naturel ont été ajustés pour tenir compte du rendement à la pointe du brûleur:
dans le secteur résidentiel: mazout léger = 65%; gaz naturel = 65%.
dans le secteur commercial: mazout léger = 70%; mazout lourd = 72%; gaz naturel = 68%.
dans le secteur industriel: mazout lourd = 87%; gaz naturel = 85%.
L'électricité offre un rendement de 100% dans tous les secteurs.
n.d.: non disponible.

Tableau A4-1(suite)
Prix de détail réels moyens par région et secteur

($1987 / gigajoule ajusté pour le rendement)

Manitoba

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
mazout léger	12,97	12,75	11,14	11,09	11,11	11,19	11,25	11,45	11,91	12,53
électricité	9,47	10,11	10,28	10,21	10,21	10,21	10,21	10,21	10,21	10,21
gaz naturel	7,74	7,70	6,53	6,85	6,94	6,91	7,07	7,99	9,42	11,36
commercial										
mazout léger	9,74	9,63	8,05	8,00	8,02	8,09	8,16	8,35	8,80	9,41
mazout lourd	7,95	7,86	5,14	5,09	5,11	5,20	5,26	5,48	5,98	6,66
électricité	15,07	14,84	15,87	15,75	15,75	15,75	15,75	15,75	15,75	15,75
gaz naturel	6,42	6,11	5,31	5,45	5,52	5,51	5,64	6,38	7,55	9,16
industriel										
mazout lourd	4,85	4,84	3,17	3,13	3,15	3,20	3,24	3,37	3,68	4,10
électricité	8,31	8,19	8,77	8,71	8,71	8,71	8,71	8,71	8,71	8,71
gaz naturel	4,16	3,71	2,37	2,39	2,41	2,46	2,50	2,63	2,95	3,36

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
mazout léger	12,97	12,75	12,68	12,99	13,42	13,82	14,20	15,25	16,19	16,18
électricité	9,47	10,11	10,19	10,18	10,18	10,18	10,18	10,18	10,18	10,18
gaz naturel	7,74	7,70	6,89	6,62	6,46	6,72	7,21	8,04	9,45	11,10
commercial										
mazout léger	9,74	9,63	9,56	9,86	10,28	10,68	11,05	12,08	13,00	12,99
mazout lourd	7,95	7,86	6,83	7,16	7,63	8,07	8,49	9,63	10,66	10,64
électricité	15,07	14,84	15,72	15,70	15,70	15,70	15,70	15,70	15,70	15,70
gaz naturel	6,42	6,11	5,49	5,24	5,09	5,44	5,91	6,71	8,06	9,63
industriel										
mazout lourd	4,85	4,84	4,21	4,41	4,70	4,97	5,23	5,93	6,56	6,55
électricité	8,31	8,19	8,69	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68
gaz naturel	4,16	3,71	2,39	2,73	3,15	3,42	3,78	4,38	5,40	6,50

Nota: Les prix des produits pétroliers et du gaz naturel ont été ajustés pour tenir compte du rendement à la pointe du brûleur:
dans le secteur résidentiel: mazout léger = 65%; gaz naturel = 65%.
dans le secteur commercial: mazout léger = 70%; mazout lourd = 72%; gaz naturel = 68%.
dans le secteur industriel: mazout lourd = 87%; gaz naturel = 85%.
L'électricité offre un rendement de 100% dans tous les secteurs.
n.d.: non disponible.

Tableau A4-1 (suite)
Prix de détail réels moyens par région et secteur

($1987 / gigajoule ajusté pour le rendement)

Saskatchewan

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
mazout léger	11,29	11,87	10,26	10,21	10,24	10,31	10,37	10,57	11,03	11,65
électricité	15,22	15,58	16,09	16,09	16,09	16,09	16,09	16,09	16,09	16,09
gaz naturel	6,21	5,82	5,41	5,65	5,78	5,84	6,04	6,84	8,13	9,86
commercial										
mazout léger	8,87	9,15	7,65	7,61	7,63	7,70	7,76	7,94	8,37	8,95
mazout lourd	7,24	7,47	4,87	4,82	4,84	4,92	4,99	5,19	5,68	6,33
électricité	24,04	24,70	25,72	25,72	25,72	25,72	25,72	25,72	25,72	25,72
gaz naturel	5,12	4,67	4,30	4,53	4,65	4,72	4,90	5,54	6,59	8,02
industriel										
mazout lourd	4,78	4,77	3,11	3,07	3,09	3,14	3,18	3,32	3,63	4,04
électricité	14,34	14,73	15,35	15,35	15,35	15,35	15,35	15,35	15,35	15,35
gaz naturel	3,74	3,08	2,80	2,96	3,06	3,11	3,18	3,32	3,63	4,04

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
mazout léger	11,29	11,87	11,81	12,11	12,54	12,94	13,33	14,37	15,32	15,30
électricité	15,22	15,58	15,94	15,94	15,94	15,94	15,94	15,94	15,94	15,94
gaz naturel	6,21	5,82	5,55	5,69	5,92	6,31	6,85	7,66	9,07	10,73
commercial										
mazout léger	8,87	9,15	9,09	9,37	9,77	10,14	10,50	11,47	12,35	12,33
mazout lourd	7,24	7,47	6,50	6,81	7,27	7,69	8,09	9,20	10,19	10,17
électricité	24,04	24,70	25,48	25,48	25,48	25,48	25,48	25,48	25,48	25,48
gaz naturel	5,12	4,67	4,44	4,57	4,79	5,17	5,68	6,46	7,81	9,39
industriel										
mazout lourd	4,78	4,77	4,15	4,35	4,64	4,91	5,17	5,87	6,51	6,50
électricité	14,34	14,73	15,20	15,20	15,20	15,20	15,20	15,20	15,20	15,20
gaz naturel	3,74	3,08	2,92	2,99	3,16	3,46	3,88	4,50	5,58	6,84

Nota: Les prix des produits pétroliers et du gaz naturel ont été ajustés pour tenir compte du rendement à la pointe du brûleur:
dans le secteur résidentiel: mazout léger = 65%; gaz naturel = 65%.
dans le secteur commercial: mazout léger = 70%; mazout lourd = 72%; gaz naturel = 68%.
dans le secteur industriel: mazout lourd = 87%; gaz naturel = 85%.
L'électricité offre un rendement de 100% dans tous les secteurs.
n.d.: non disponible.

Tableau A4-1(suite)
Prix de détail réels moyens par région et secteur

($1987 / gigajoule ajusté pour le rendement)

Alberta

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
mazout léger	10,48	11,02	9,41	9,36	9,38	9,46	9,52	9,72	10,18	10,80
électricité	13,18	12,68	12,93	12,93	12,93	12,93	12,93	12,93	12,93	12,93
gaz naturel	5,65	5,38	5,30	5,61	5,73	5,83	5,93	6,44	7,81	10,32
commercial										
mazout léger	8,51	8,77	7,28	7,23	7,25	7,33	7,38	7,57	8,00	8,57
mazout lourd	5,84	5,83	3,69	3,65	3,67	3,73	3,79	3,95	4,32	4,82
électricité	17,61	16,88	16,46	16,46	16,46	16,46	16,46	16,46	16,46	16,46
gaz naturel	4,27	3,89	3,93	4,23	4,34	4,43	4,53	5,02	6,21	8,27
industriel										
mazout lourd	4,84	4,83	3,06	3,02	3,04	3,09	3,13	3,27	3,58	3,99
électricité	10,93	10,47	10,49	10,49	10,49	10,49	10,49	10,49	10,49	10,49
gaz naturel	2,50	2,43	2,24	2,47	2,56	2,64	2,71	3,11	3,58	3,99

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
mazout léger	10,48	11,02	10,96	11,26	11,69	12,09	12,47	13,52	14,47	14,45
électricité	13,18	12,68	12,81	12,81	12,81	12,81	12,81	12,81	12,81	12,81
gaz naturel	5,65	5,38	5,44	5,68	5,89	6,30	6,77	7,55	8,88	10,44
commercial										
mazout léger	8,51	8,77	8,72	9,00	9,40	9,77	10,12	11,10	11,97	11,96
mazout lourd	5,84	5,83	4,95	5,20	5,55	5,87	6,18	7,04	7,80	7,79
électricité	17,61	16,88	16,31	16,31	16,31	16,31	16,31	16,31	16,31	16,31
gaz naturel	4,27	3,89	4,07	4,29	4,50	4,89	5,33	6,08	7,36	8,84
industriel										
mazout lourd	4,84	4,83	4,10	4,30	4,59	4,86	5,12	5,82	6,46	6,44
électricité	10,93	10,47	10,39	10,39	10,39	10,39	10,39	10,39	10,39	10,39
gaz naturel	2,50	2,43	2,34	2,52	2,69	3,00	3,36	3,95	4,97	6,16

Nota: Les prix des produits pétroliers et du gaz naturel ont été ajustés pour tenir compte du rendement à la pointe du brûleur:
dans le secteur résidentiel: mazout léger = 65%; gaz naturel = 65%.
dans le secteur commercial: mazout léger = 70%; mazout lourd = 72%; gaz naturel = 68%.
dans le secteur industriel: mazout lourd = 87%; gaz naturel = 85%.
L'électricité offre un rendement de 100% dans tous les secteurs.
n.d.: non disponible.

Tableau A4-1 (suite)
Prix de détail réels moyens par région et secteur

($1987 / gigajoule ajusté pour le rendement)

Colombie-Britannique et Territoires

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
mazout léger	11,99	12,00	10,39	10,34	10,36	10,43	10,50	10,69	11,16	11,78
électricité	12,96	12,42	12,69	12,69	12,69	12,69	12,69	12,69	12,69	12,69
gaz naturel	7,65	7,33	7,35	7,55	7,51	7,34	7,36	8,29	10,01	12,26
commercial										
mazout léger	9,44	9,44	7,86	7,81	7,83	7,90	7,97	8,16	8,62	9,22
mazout lourd	7,77	6,99	4,66	4,61	4,63	4,71	4,77	4,96	5,42	6,03
électricité	17,19	16,78	16,17	16,17	16,17	16,17	16,17	16,17	16,17	16,17
gaz naturel	6,87	6,27	6,24	6,46	6,45	6,33	6,37	7,22	8,78	10,85
industriel										
mazout lourd	5,31	4,78	3,19	3,15	3,17	3,22	3,26	3,39	3,71	4,12
électricité	9,47	9,24	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91	8,91
gaz naturel	3,93	2,53	2,30	2,40	2,53	2,70	2,87	3,05	3,33	3,71

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
mazout léger	11,99	12,00	11,93	12,23	12,67	13,07	13,45	14,50	15,44	15,42
électricité	12,96	12,42	12,57	12,57	12,57	12,57	12,57	12,57	12,57	12,57
gaz naturel	7,65	7,33	7,26	7,08	6,97	6,90	7,36	8,15	9,48	11,03
commercial										
mazout léger	9,44	9,44	9,38	9,67	10,10	10,49	10,87	11,90	12,83	12,81
mazout lourd	7,77	6,99	6,18	6,47	6,90	7,29	7,67	8,70	9,63	9,61
électricité	17,19	16,78	16,02	16,02	16,02	16,02	16,02	16,02	16,02	16,02
gaz naturel	6,87	6,27	6,16	5,99	5,88	6,04	6,51	7,30	8,66	10,23
industriel										
mazout lourd	5,31	4,78	4,23	4,43	4,72	4,99	5,25	5,95	6,58	6,57
électricité	9,47	9,24	8,82	8,82	8,82	8,82	8,82	8,82	8,82	8,82
gaz naturel	3,93	2,53	2,27	2,50	2,88	3,36	3,71	4,32	5,34	6,55

Nota: Les prix des produits pétroliers et du gaz naturel ont été ajustés pour tenir compte du rendement à la pointe du brûleur:
dans le secteur résidentiel: mazout léger = 65%; gaz naturel = 65%.
dans le secteur commercial: mazout léger = 70%; mazout lourd = 72%; gaz naturel = 68%.
dans le secteur industriel: mazout lourd = 87%; gaz naturel = 85%.
L'électricité offre un rendement de 100% dans tous les secteurs.
n.d.: non disponible.

Tableau A4-2
Prix relatifs de l'énergie par région et secteur

(ratio)

Provinces de l'Atlantique

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
gaz naturel / électricité	0,87	0,92	0,85	0,87	0,87	0,87	0,88	0,94	1,02	1,14
mazout léger / électricité	0,78	0,79	0,68	0,68	0,68	0,69	0,69	0,70	0,73	0,77
gaz naturel / mazout léger	1,12	1,17	1,24	1,28	1,28	1,27	1,27	1,33	1,39	1,48
commercial										
gaz naturel / électricité	0,94	1,00	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,96	1,01	1,08
mazout léger / électricité	0,44	0,43	0,36	0,36	0,36	0,37	0,37	0,38	0,40	0,42
gaz naturel / mazout léger	2,15	2,31	2,52	2,55	2,56	2,53	2,53	2,55	2,55	2,56
gaz naturel / mazout lourd	3,11	3,38	4,22	4,29	4,28	4,21	4,19	4,17	4,02	3,90
industriel										
gaz naturel / électricité	0,39	0,37	0,27	0,27	0,27	0,28	0,28	0,29	0,31	0,34
mazout lourd / électricité	0,33	0,32	0,24	0,23	0,23	0,24	0,24	0,25	0,27	0,30
gaz naturel / mazout lourd	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
gaz naturel / électricité	0,87	0,92	0,88	0,86	0,85	0,87	0,90	0,95	1,03	1,13
mazout léger / électricité	0,78	0,79	0,79	0,81	0,84	0,86	0,89	0,95	1,01	1,01
gaz naturel / mazout léger	1,12	1,17	1,11	1,06	1,01	1,00	1,01	0,99	1,02	1,12
commercial										
gaz naturel / électricité	0,94	1,00	0,93	0,92	0,92	0,93	0,95	0,99	1,04	1,11
mazout léger / électricité	0,44	0,43	0,43	0,45	0,46	0,48	0,50	0,54	0,58	0,57
gaz naturel / mazout léger	2,15	2,31	2,15	2,07	1,97	1,94	1,92	1,83	1,81	1,93
gaz naturel / mazout lourd	3,11	3,38	3,24	3,06	2,86	2,77	2,70	2,49	2,40	2,56
industriel										
gaz naturel / électricité	0,39	0,37	0,27	0,30	0,33	0,35	0,37	0,42	0,49	0,57
mazout lourd / électricité	0,33	0,32	0,31	0,33	0,35	0,37	0,38	0,43	0,47	0,47
gaz naturel / mazout lourd	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

Nota: Les prix des produits pétroliers et du gaz naturel ont été ajustés pour tenir compte du rendement à la pointe du brûleur:
dans le secteur résidentiel: mazout léger = 65%; gaz naturel = 65%.
dans le secteur commercial: mazout léger = 70%; mazout lourd = 72%; gaz naturel = 68%.
dans le secteur industriel: mazout lourd = 87%; gaz naturel = 85%.
L'électricité offre un rendement de 100% dans tous les secteurs.
n.d.: non disponible.

Tableau A4-2 (suite)
Prix relatifs de l'énergie par région et secteur

(ratio)

Québec

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
gaz naturel / électricité	0,85	0,83	0,73	0,76	0,76	0,75	0,76	0,83	0,95	1,11
mazout léger / électricité	0,89	0,93	0,78	0,77	0,78	0,78	0,79	0,81	0,85	0,90
gaz naturel / mazout léger	0,96	0,90	0,95	0,98	0,97	0,95	0,96	1,03	1,12	1,24
commercial										
gaz naturel / électricité	0,59	0,57	0,50	0,52	0,52	0,51	0,52	0,57	0,65	0,76
mazout léger / électricité	0,58	0,60	0,49	0,49	0,49	0,50	0,50	0,52	0,55	0,59
gaz naturel / mazout léger	1,01	0,95	1,03	1,04	1,04	1,02	1,03	1,10	1,18	1,29
gaz naturel / mazout lourd	1,43	1,20	1,57	1,60	1,59	1,56	1,55	1,64	1,72	1,83
industriel										
gaz naturel / électricité	0,66	0,61	0,44	0,44	0,44	0,45	0,45	0,46	0,50	0,55
mazout lourd / électricité	0,49	0,56	0,38	0,38	0,38	0,39	0,39	0,41	0,44	0,49
gaz naturel / mazout lourd	1,35	1,09	1,16	1,17	1,16	1,15	1,14	1,14	1,13	1,12

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
gaz naturel / électricité	0,85	0,83	0,77	0,74	0,72	0,74	0,78	0,85	0,97	1,10
mazout léger / électricité	0,89	0,93	0,92	0,94	0,98	1,01	1,04	1,13	1,21	1,20
gaz naturel / mazout léger	0,96	0,90	0,84	0,78	0,73	0,73	0,75	0,75	0,80	0,92
commercial										
gaz naturel / électricité	0,59	0,57	0,52	0,50	0,49	0,51	0,55	0,60	0,69	0,80
mazout léger / électricité	0,58	0,60	0,59	0,62	0,65	0,68	0,70	0,77	0,83	0,83
gaz naturel / mazout léger	1,01	0,95	0,87	0,80	0,75	0,76	0,78	0,78	0,84	0,97
gaz naturel / mazout lourd	1,43	1,20	1,22	1,12	1,03	1,02	1,04	1,02	1,07	1,24
industriel										
gaz naturel / électricité	0,66	0,61	0,44	0,48	0,53	0,56	0,60	0,67	0,79	0,93
mazout lourd / électricité	0,49	0,56	0,50	0,53	0,56	0,59	0,62	0,69	0,76	0,76
gaz naturel / mazout lourd	1,35	1,09	0,88	0,92	0,94	0,95	0,97	0,97	1,04	1,22

Nota: Les prix des produits pétroliers et du gaz naturel ont été ajustés pour tenir compte du rendement à la pointe du brûleur:
dans le secteur résidentiel: mazout léger = 65%; gaz naturel = 65%.
dans le secteur commercial: mazout léger = 70%; mazout lourd = 72%; gaz naturel = 68%.
dans le secteur industriel: mazout lourd = 87%; gaz naturel = 85%.
L'électricité offre un rendement de 100% dans tous les secteurs.
n.d.: non disponible.

Tableau A4-2 (suite)
Prix relatifs de l'énergie par région et secteur

(ratio)

Ontario

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
gaz naturel / électricité	0,69	0,65	0,60	0,62	0,62	0,62	0,63	0,70	0,79	0,93
mazout léger / électricité	0,90	0,94	0,80	0,80	0,80	0,81	0,81	0,83	0,86	0,90
gaz naturel / mazout léger	0,77	0,69	0,74	0,77	0,78	0,77	0,78	0,84	0,92	1,02
commercial										
gaz naturel / électricité	0,47	0,43	0,39	0,40	0,40	0,40	0,41	0,45	0,52	0,61
mazout léger / électricité	0,61	0,63	0,52	0,51	0,52	0,52	0,52	0,54	0,56	0,60
gaz naturel / mazout léger	0,78	0,69	0,75	0,77	0,78	0,77	0,78	0,84	0,92	1,02
gaz naturel / mazout lourd	1,32	1,10	1,34	1,38	1,39	1,36	1,37	1,45	1,53	1,63
industriel										
gaz naturel / électricité	0,56	0,46	0,35	0,35	0,35	0,36	0,36	0,38	0,41	0,46
mazout lourd / électricité	0,44	0,48	0,35	0,35	0,35	0,36	0,36	0,38	0,41	0,46
gaz naturel / mazout lourd	1,30	0,95	0,98	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
gaz naturel / électricité	0,69	0,65	0,63	0,61	0,60	0,61	0,65	0,70	0,80	0,92
mazout léger / électricité	0,90	0,94	0,92	0,95	0,98	1,01	1,03	1,11	1,18	1,18
gaz naturel / mazout léger	0,77	0,69	0,68	0,64	0,61	0,61	0,63	0,63	0,68	0,78
commercial										
gaz naturel / électricité	0,47	0,43	0,40	0,39	0,38	0,40	0,43	0,47	0,55	0,64
mazout léger / électricité	0,61	0,63	0,61	0,63	0,65	0,68	0,70	0,76	0,81	0,81
gaz naturel / mazout léger	0,78	0,69	0,66	0,62	0,58	0,59	0,61	0,63	0,68	0,79
gaz naturel / mazout lourd	1,32	1,10	1,04	0,96	0,88	0,88	0,89	0,87	0,92	1,07
industriel										
gaz naturel / électricité	0,56	0,46	0,35	0,39	0,44	0,47	0,51	0,57	0,68	0,81
mazout lourd / électricité	0,44	0,48	0,47	0,49	0,53	0,55	0,58	0,66	0,73	0,73
gaz naturel / mazout lourd	1,30	0,95	0,75	0,79	0,83	0,84	0,87	0,86	0,94	1,12

Nota: Les prix des produits pétroliers et du gaz naturel ont été ajustés pour tenir compte du rendement à la pointe du brûleur:
dans le secteur résidentiel: mazout léger = 65%; gaz naturel = 65%.
dans le secteur commercial: mazout léger = 70%; mazout lourd = 72%; gaz naturel = 68%.
dans le secteur industriel: mazout lourd = 87%; gaz naturel = 85%.
L'électricité offre un rendement de 100% dans tous les secteurs.
n.d.: non disponible.

Tableau A4-2 (suite)
Prix relatifs de l'énergie par région et secteur

(ratio)

Manitoba

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
gaz naturel / électricité	0,82	0,76	0,64	0,67	0,68	0,68	0,69	0,78	0,92	1,11
mazout léger / électricité	1,37	1,26	1,08	1,09	1,09	1,10	1,10	1,12	1,17	1,23
gaz naturel / mazout léger	0,60	0,60	0,59	0,62	0,62	0,62	0,63	0,70	0,79	0,91
commercial										
gaz naturel / électricité	0,43	0,41	0,33	0,35	0,35	0,35	0,36	0,40	0,48	0,58
mazout léger / électricité	0,65	0,65	0,51	0,51	0,51	0,51	0,52	0,53	0,56	0,60
gaz naturel / mazout léger	0,66	0,63	0,66	0,68	0,69	0,68	0,69	0,76	0,86	0,97
gaz naturel / mazout lourd	0,81	0,78	1,03	1,07	1,08	1,06	1,07	1,16	1,26	1,37
industriel										
gaz naturel / électricité	0,50	0,45	0,27	0,27	0,28	0,28	0,29	0,30	0,34	0,39
mazout lourd / électricité	0,58	0,59	0,36	0,36	0,36	0,37	0,37	0,39	0,42	0,47
gaz naturel / mazout lourd	0,86	0,77	0,75	0,76	0,77	0,77	0,77	0,78	0,80	0,82

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
gaz naturel / électricité	0,82	0,76	0,68	0,65	0,64	0,66	0,71	0,79	0,93	1,09
mazout léger / électricité	1,37	1,26	1,25	1,28	1,32	1,36	1,40	1,50	1,59	1,59
gaz naturel / mazout léger	0,60	0,60	0,54	0,51	0,48	0,49	0,51	0,53	0,58	0,69
commercial										
gaz naturel / électricité	0,43	0,41	0,35	0,33	0,32	0,35	0,38	0,43	0,51	0,61
mazout léger / électricité	0,65	0,65	0,61	0,63	0,65	0,68	0,70	0,77	0,83	0,83
gaz naturel / mazout léger	0,66	0,63	0,57	0,53	0,50	0,51	0,54	0,56	0,62	0,74
gaz naturel / mazout lourd	0,81	0,78	0,80	0,73	0,67	0,67	0,70	0,70	0,76	0,91
industriel										
gaz naturel / électricité	0,50	0,45	0,27	0,31	0,36	0,39	0,44	0,50	0,62	0,76
mazout lourd / électricité	0,58	0,59	0,48	0,51	0,54	0,57	0,60	0,68	0,76	0,75
gaz naturel / mazout lourd	0,86	0,77	0,57	0,62	0,67	0,69	0,72	0,74	0,82	1,00

Nota: Les prix des produits pétroliers et du gaz naturel ont été ajustés pour tenir compte du rendement à la pointe du brûleur:
dans le secteur résidentiel: mazout léger = 65%; gaz naturel = 65%.
dans le secteur commercial: mazout léger = 70%; mazout lourd = 72%; gaz naturel = 68%.
dans le secteur industriel: mazout lourd = 87%; gaz naturel = 85%.
L'électricité offre un rendement de 100% dans tous les secteurs.
n.d.: non disponible.

Tableau A4-2 (suite)
Prix relatifs de l'énergie par région et secteur

(ratio)

Saskatchewan

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
gaz naturel / électricité	0,41	0,37	0,34	0,35	0,36	0,36	0,38	0,43	0,51	0,61
mazout léger / électricité	0,74	0,76	0,64	0,63	0,64	0,64	0,64	0,66	0,69	0,72
gaz naturel / mazout léger	0,55	0,49	0,53	0,55	0,56	0,57	0,58	0,65	0,74	0,85
commercial										
gaz naturel / électricité	0,21	0,19	0,17	0,18	0,18	0,18	0,19	0,22	0,26	0,31
mazout léger / électricité	0,37	0,37	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,31	0,33	0,35
gaz naturel / mazout léger	0,58	0,51	0,56	0,60	0,61	0,61	0,63	0,70	0,79	0,90
gaz naturel / mazout lourd	0,71	0,63	0,88	0,94	0,96	0,96	0,98	1,07	1,16	1,27
industriel										
gaz naturel / électricité	0,26	0,21	0,18	0,19	0,20	0,20	0,21	0,22	0,24	0,26
mazout lourd / électricité	0,33	0,32	0,20	0,20	0,20	0,20	0,21	0,22	0,24	0,26
gaz naturel / mazout lourd	0,78	0,65	0,90	0,96	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
gaz naturel / électricité	0,41	0,37	0,35	0,36	0,37	0,40	0,43	0,48	0,57	0,67
mazout léger / électricité	0,74	0,76	0,74	0,76	0,79	0,81	0,84	0,90	0,96	0,96
gaz naturel / mazout léger	0,55	0,49	0,47	0,47	0,47	0,49	0,51	0,53	0,59	0,70
commercial										
gaz naturel / électricité	0,21	0,19	0,17	0,18	0,19	0,20	0,22	0,25	0,31	0,37
mazout léger / électricité	0,37	0,37	0,36	0,37	0,38	0,40	0,41	0,45	0,48	0,48
gaz naturel / mazout léger	0,58	0,51	0,49	0,49	0,49	0,51	0,54	0,56	0,63	0,76
gaz naturel / mazout lourd	0,71	0,63	0,68	0,67	0,66	0,67	0,70	0,70	0,77	0,92
industriel										
gaz naturel / électricité	0,26	0,21	0,19	0,20	0,21	0,23	0,25	0,30	0,37	0,45
mazout lourd / électricité	0,33	0,32	0,27	0,29	0,31	0,32	0,34	0,39	0,43	0,43
gaz naturel / mazout lourd	0,78	0,65	0,70	0,69	0,68	0,70	0,75	0,77	0,86	1,05

Nota: Les prix des produits pétroliers et du gaz naturel ont été ajustés pour tenir compte du rendement à la pointe du brûleur:
dans le secteur résidentiel: mazout léger = 65%; gaz naturel = 65%.
dans le secteur commercial: mazout léger = 70%; mazout lourd = 72%; gaz naturel = 68%.
dans le secteur industriel: mazout lourd = 87%; gaz naturel = 85%.
L'électricité offre un rendement de 100% dans tous les secteurs.
n.d.: non disponible.

Tableau A4-2 (suite)
Prix relatifs de l'énergie par région et secteur

(ratio)

Alberta

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
gaz naturel / électricité	0,43	0,42	0,41	0,43	0,44	0,45	0,46	0,50	0,60	0,80
mazout léger / électricité	0,79	0,87	0,73	0,72	0,73	0,73	0,74	0,75	0,79	0,84
gaz naturel / mazout léger	0,54	0,49	0,56	0,60	0,61	0,62	0,62	0,66	0,77	0,96
commercial										
gaz naturel / électricité	0,24	0,23	0,24	0,26	0,26	0,27	0,28	0,31	0,38	0,50
mazout léger / électricité	0,48	0,52	0,44	0,44	0,44	0,45	0,45	0,46	0,49	0,52
gaz naturel / mazout léger	0,50	0,44	0,54	0,58	0,60	0,61	0,61	0,66	0,78	0,97
gaz naturel / mazout lourd	0,73	0,67	1,06	1,16	1,18	1,19	1,20	1,27	1,44	1,71
industriel										
gaz naturel / électricité	0,23	0,23	0,21	0,24	0,24	0,25	0,26	0,30	0,34	0,38
mazout lourd / électricité	0,44	0,46	0,29	0,29	0,29	0,29	0,30	0,31	0,34	0,38
gaz naturel / mazout lourd	0,52	0,50	0,73	0,82	0,84	0,85	0,87	0,95	1,00	1,00

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
gaz naturel / électricité	0,43	0,42	0,42	0,44	0,46	0,49	0,53	0,59	0,69	0,81
mazout léger / électricité	0,79	0,87	0,86	0,88	0,91	0,94	0,97	1,06	1,13	1,13
gaz naturel / mazout léger	0,54	0,49	0,50	0,50	0,50	0,52	0,54	0,56	0,61	0,72
commercial										
gaz naturel / électricité	0,24	0,23	0,25	0,26	0,28	0,30	0,33	0,37	0,45	0,54
mazout léger / électricité	0,48	0,52	0,53	0,55	0,58	0,60	0,62	0,68	0,73	0,73
gaz naturel / mazout léger	0,50	0,44	0,47	0,48	0,48	0,50	0,53	0,55	0,61	0,74
gaz naturel / mazout lourd	0,73	0,67	0,82	0,83	0,81	0,83	0,86	0,86	0,94	1,14
industriel										
gaz naturel / électricité	0,23	0,23	0,23	0,24	0,26	0,29	0,32	0,38	0,48	0,59
mazout lourd / électricité	0,44	0,46	0,39	0,41	0,44	0,47	0,49	0,56	0,62	0,62
gaz naturel / mazout lourd	0,52	0,50	0,57	0,59	0,59	0,62	0,66	0,68	0,77	0,96

Nota: Les prix des produits pétroliers et du gaz naturel ont été ajustés pour tenir compte du rendement à la pointe du brûleur:
dans le secteur résidentiel: mazout léger = 65%; gaz naturel = 65%.
dans le secteur commercial: mazout léger = 70%; mazout lourd = 72%; gaz naturel = 68%.
dans le secteur industriel: mazout lourd = 87%; gaz naturel = 85%.
L'électricité offre un rendement de 100% dans tous les secteurs.
n.d.: non disponible.

Tableau A4-2 (suite)
Prix relatifs de l'énergie par région et secteur

(ratio)

Colombie-Britannique et Territoires

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
gaz naturel / électricité	0,59	0,59	0,58	0,60	0,59	0,58	0,58	0,65	0,79	0,97
mazout léger / électricité	0,93	0,97	0,82	0,81	0,82	0,82	0,83	0,84	0,88	0,93
gaz naturel / mazout léger	0,64	0,61	0,71	0,73	0,72	0,70	0,70	0,78	0,90	1,04
commercial										
gaz naturel / électricité	0,40	0,37	0,39	0,40	0,40	0,39	0,39	0,45	0,54	0,67
mazout léger / électricité	0,55	0,56	0,49	0,48	0,48	0,49	0,49	0,50	0,53	0,57
gaz naturel / mazout léger	0,73	0,66	0,79	0,83	0,82	0,80	0,80	0,89	1,02	1,18
gaz naturel / mazout lourd	0,88	0,90	1,34	1,40	1,39	1,34	1,34	1,46	1,62	1,80
industriel										
gaz naturel / électricité	0,42	0,27	0,26	0,27	0,28	0,30	0,32	0,34	0,37	0,42
mazout lourd / électricité	0,56	0,52	0,36	0,35	0,36	0,36	0,37	0,38	0,42	0,46
gaz naturel / mazout lourd	0,74	0,53	0,72	0,76	0,80	0,84	0,88	0,90	0,90	0,90

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
gaz naturel / électricité	0,59	0,59	0,58	0,56	0,55	0,55	0,59	0,65	0,75	0,88
mazout léger / électricité	0,93	0,97	0,95	0,97	1,01	1,04	1,07	1,15	1,23	1,23
gaz naturel / mazout léger	0,64	0,61	0,61	0,58	0,55	0,53	0,55	0,56	0,61	0,72
commercial										
gaz naturel / électricité	0,40	0,37	0,38	0,37	0,37	0,38	0,41	0,46	0,54	0,64
mazout léger / électricité	0,55	0,56	0,59	0,60	0,63	0,65	0,68	0,74	0,80	0,80
gaz naturel / mazout léger	0,73	0,66	0,66	0,62	0,58	0,58	0,60	0,61	0,67	0,80
gaz naturel / mazout lourd	0,88	0,90	1,00	0,92	0,85	0,83	0,85	0,84	0,90	1,06
industriel										
gaz naturel / électricité	0,42	0,27	0,26	0,28	0,33	0,38	0,42	0,49	0,61	0,74
mazout lourd / électricité	0,56	0,52	0,48	0,50	0,53	0,57	0,59	0,67	0,75	0,74
gaz naturel / mazout lourd	0,74	0,53	0,54	0,57	0,61	0,67	0,71	0,73	0,81	1,00

Nota: Les prix des produits pétroliers et du gaz naturel ont été ajustés pour tenir compte du rendement à la pointe du brûleur:
dans le secteur résidentiel: mazout léger = 65%; gaz naturel = 65%.
dans le secteur commercial: mazout léger = 70%; mazout lourd = 72%; gaz naturel = 68%.
dans le secteur industriel: mazout lourd = 87%; gaz naturel = 85%.
L'électricité offre un rendement de 100% dans tous les secteurs.
n.d.: non disponible.

Tableau A4-3

Données historiques - Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible - Canada

(pétajoules)	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976
demande par secteur										
résidentiel	1061,7	1103,1	1149,1	1197,1	1217,3	1298,3	1261,7	1351,8	1346,1	1367,2
commercial	485,9	546,1	598,2	630,9	662,1	751,0	711,9	744,2	696,7	787,4
industriel	1323,2	1393,7	1470,1	1546,1	1569,7	1647,9	1774,8	1857,0	1755,5	2036,5
transport										
- routier	822,0	879,0	918,2	970,8	1006,5	1079,0	1181,3	1235,7	1286,2	1361,7
- aérien, ferroviaire, maritime	286,3	286,4	290,2	303,8	312,9	333,6	359,4	365,8	338,1	329,7
- total	1108,3	1165,4	1208,4	1274,5	1319,5	1412,6	1540,7	1601,4	1624,3	1691,4
non énergétique [a]	208,4	215,3	238,1	287,6	293,6	319,1	362,0	361,2	356,0	396,9
utilisation finale globale	**4187,6**	**4423,5**	**4663,9**	**4936,2**	**5062,1**	**5428,9**	**5651,0**	**5915,7**	**5778,6**	**6279,4**
usage propre	291,2	310,1	321,8	355,1	378,1	412,9	445,6	461,9	471,1	471,2
production d'électricité et de vapeur [b] [d]	798,0	903,3	942,3	1101,3	1187,3	1290,7	1443,6	1501,3	1525,0	1611,7
autres conversions	182,5	212,4	190,7	224,0	207,4	210,3	240,3	236,2	222,2	233,2
total de l'usage propre et des conversions	**1271,7**	**1425,8**	**1454,8**	**1680,4**	**1772,7**	**1914,0**	**2129,5**	**2199,4**	**2218,3**	**2316,1**
moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	748,5	812,7	840,1	915,9	938,4	1015,5	1103,0	1167,4	1158,3	1227,1
demande d'énergie primaire	**4710,8**	**5036,6**	**5278,7**	**5700,8**	**5896,4**	**6327,4**	**6677,5**	**6947,7**	**6838,6**	**7368,4**
demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
nucléaire [b]	1,7	10,4	6,0	11,8	47,2	74,3	173,2	168,5	144,2	199,7
hydroélectricité [b]	470,2	478,4	527,2	555,7	567,8	631,9	660,9	734,5	707,6	748,1
pétrole	2710,3	2886,5	3016,9	3247,3	3309,1	3516,8	3665,1	3763,7	3673,0	3786,5
gaz naturel	807,6	897,6	995,5	1104,1	1216,8	1398,1	1477,8	1568,5	1581,7	1587,5
LGN-usines de gaz	37,4	39,5	45,8	39,3	45,3	53,9	58,9	73,4	67,3	69,6
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6
charbon	602,0	646,1	614,9	674,0	647,6	595,7	584,5	580,7	602,3	654,6
énergies renouvelables	81,5	78,1	72,5	68,7	62,6	56,6	57,3	58,4	62,6	319,7

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.

[b] Les données concernant l'hydroélectricité et le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MW.h et 12,1 GJ/MW.h, respectivement.

[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.

[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-3 (suite)
Données historiques - Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible - Canada

(pétajoules)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
demande par secteur										
résidentiel	1327,5	1382,7	1394,0	1406,6	1334,7	1389,7	1348,2	1342,8	1406,3	1374,1
commercial	779,0	799,2	809,0	778,6	800,8	826,1	819,0	824,1	821,3	833,1
industriel	2162,0	2254,5	2393,0	2413,2	2288,1	2127,8	2144,0	2274,9	2369,6	2434,4
transport										
- routier	1406,3	1450,3	1523,0	1544,6	1505,7	1397,2	1363,2	1397,9	1414,5	1434,3
- aérien, ferroviaire, maritime	330,9	349,0	403,1	417,2	406,6	347,5	314,7	327,0	320,0	312,7
- total	1737,2	1799,4	1926,1	1961,8	1912,3	1744,7	1677,9	1724,9	1734,5	1747,0
non énergétique [a]	462,0	483,5	544,5	524,4	527,2	452,9	495,8	539,6	606,4	597,5
utilisation finale globale	**6467,7**	**6719,3**	**7066,8**	**7084,7**	**6863,0**	**6541,2**	**6485,0**	**6706,2**	**6938,1**	**6986,1**
usage propre	480,1	508,6	520,7	516,1	483,7	459,1	453,0	470,4	470,1	457,3
production d'électricité et de vapeur [b] [d]	1739,7	1830,0	1969,0	2085,1	2147,4	2182,0	2301,2	2466,8	2575,3	2689,7
autres conversions	214,2	222,4	251,1	234,4	210,1	182,5	183,1	211,2	202,9	201,5
total de l'usage propre et des conversions	**2434,0**	**2560,9**	**2740,7**	**2835,7**	**2841,1**	**2823,6**	**2937,2**	**3148,4**	**3248,4**	**3348,5**
moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	1266,9	1334,6	1415,6	1464,4	1470,9	1463,8	1526,3	1627,3	1670,8	1720,4
demande d'énergie primaire	**7634,8**	**7945,6**	**8392,0**	**8456,0**	**8233,2**	**7901,0**	**7896,0**	**8227,3**	**8515,7**	**8614,2**
demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
nucléaire [b]	301,7	357,7	429,0	455,8	488,4	481,3	570,3	605,3	693,7	803,1
hydroélectricité [b]	768,4	815,0	833,0	844,9	863,7	838,2	866,6	928,3	973,8	1023,0
pétrole	3811,9	3901,8	4053,6	3964,6	3705,8	3314,2	3086,8	3063,7	3045,4	3049,6
gaz naturel	1684,8	1744,1	1827,8	1800,8	1774,6	1813,5	1860,0	1976,6	2117,4	2063,9
LGN-usines de gaz	65,2	44,5	59,5	70,3	71,0	65,6	65,1	77,4	86,2	67,5
éthane	2,6	2,6	13,5	25,3	34,5	22,2	34,6	54,4	68,6	83,7
charbon	681,1	685,3	763,5	823,7	842,3	895,9	925,5	1048,7	1016,2	983,3
énergies renouvelables	319,2	394,6	412,1	470,5	452,8	470,1	487,3	473,1	514,4	540,1

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.

[b] Les données concernant l'hydroélectricité et le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MW.h et 12,1 GJ/MW.h, respectivement.

[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.

[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-4

Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(pétajoules)

Canada

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
demande par secteur										
résidentiel	1374,1	1347,5	1404,1	1411,4	1418,4	1435,9	1453,8	1495,2	1545,7	1588,3
commercial	833,1	825,8	849,3	859,6	873,2	887,0	903,9	941,2	988,1	1031,2
industriel	2434,4	2484,9	2524,3	2554,9	2561,1	2636,8	2705,1	2857,0	3111,7	3365,7
transport										
- routier	1434,3	1460,3	1464,5	1469,5	1477,9	1495,2	1513,6	1571,5	1648,1	1730,2
- aérien, ferroviaire, maritime	312,7	331,1	344,7	353,8	357,2	360,3	362,2	368,4	374,6	388,0
- total	1747,0	1791,5	1809,2	1823,2	1835,0	1855,5	1875,8	1939,9	2022,7	2118,2
non énergétique [a]	597,5	663,1	685,7	701,1	713,9	723,7	733,2	812,8	867,4	914,6
utilisation finale globale	**6986,1**	**7112,8**	**7272,6**	**7350,2**	**7401,7**	**7538,9**	**7671,8**	**8046,3**	**8535,5**	**9018,1**
usage propre	457,3	485,0	502,2	507,9	515,6	529,4	538,9	562,8	597,4	620,8
production d'électricité et de vapeur [b] [d]	2689,7	2855,6	2891,2	2924,7	2937,7	3046,4	3141,3	3388,7	3553,3	3839,6
autres conversions	201,5	230,6	240,8	246,7	249,8	262,4	274,0	286,7	321,3	358,3
total de l'usage propre et des conversions	**3348,5**	**3571,2**	**3634,3**	**3679,3**	**3703,1**	**3838,2**	**3954,1**	**4238,2**	**4472,0**	**4818,7**
moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	1720,4	1793,0	1832,4	1844,3	1856,0	1907,3	1953,9	2058,9	2227,2	2404,4
demande d'énergie primaire	**8614,2**	**8891,0**	**9074,4**	**9185,2**	**9248,7**	**9469,8**	**9672,0**	**10225,6**	**10780,2**	**11432,3**
demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
nucléaire [b]	803,1	882,0	1026,4	1090,7	1116,1	1126,6	1187,6	1314,0	1283,7	1247,2
hydroélectricité [b]	1023,0	998,4	1034,9	1037,2	1042,2	1035,8	1049,6	1086,1	1133,3	1214,7
pétrole	3049,6	3170,3	3188,2	3194,2	3205,5	3263,9	3302,2	3390,9	3548,9	3664,1
gaz naturel	2063,9	2046,3	2130,7	2176,8	2211,2	2265,3	2323,7	2489,5	2678,8	2912,9
LGN-usines de gaz	67,5	73,1	81,2	81,9	83,7	83,7	83,9	85,6	87,9	93,6
éthane	83,7	85,6	85,7	93,7	93,8	93,9	94,1	138,4	139,1	139,7
charbon	983,3	1087,1	962,7	934,7	907,9	1002,6	1021,3	1089,2	1238,6	1469,6
énergies renouvelables	540,1	548,1	564,7	575,9	588,4	598,0	609,6	631,9	669,9	690,6

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.

[b] Les données concernant l'hydroélectricité et le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MW.h et 12,1 GJ/MW.h, respectivement.

[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.

[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-4 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(pétajoules)

Canada

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
demande par secteur										
résidentiel	1374,1	1347,5	1398,3	1404,7	1415,1	1431,5	1445,5	1480,0	1516,9	1548,0
commercial	833,1	825,8	849,0	863,1	883,4	901,1	919,3	956,9	1007,4	1068,4
industriel	2434,4	2484,9	2557,9	2653,0	2776,8	2893,0	3016,1	3341,8	3770,5	4133,6
transport										
- routier	1434,3	1460,3	1461,2	1467,1	1478,5	1497,0	1517,3	1581,4	1685,8	1791,1
- aérien, ferroviaire, maritime	312,7	331,1	341,1	348,7	353,0	356,5	360,2	370,1	382,3	406,9
- total	1747,0	1791,5	1802,2	1815,8	1831,5	1853,5	1877,5	1951,5	2068,1	2198,1
non énergétique [a]	597,5	663,1	686,2	702,3	717,4	727,4	737,1	818,2	878,2	928,4
utilisation finale globale	**6986,1**	**7112,8**	**7293,7**	**7438,9**	**7624,3**	**7806,5**	**7995,5**	**8548,4**	**9241,0**	**9876,5**
usage propre	457,3	485,0	503,2	513,3	527,7	543,5	557,7	586,8	625,6	664,6
production d'électricité et de vapeur [b] [d]	2689,7	2855,6	2909,6	2980,9	3081,4	3210,8	3343,2	3636,6	3921,2	4328,0
autres conversions	201,5	230,6	242,0	253,8	266,3	278,2	292,8	316,9	371,4	418,8
total de l'usage propre et des conversions	**3348,5**	**3571,2**	**3654,8**	**3748,0**	**3875,4**	**4032,5**	**4193,7**	**4540,4**	**4918,2**	**5411,4**
moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	1720,4	1793,0	1839,5	1873,9	1924,8	1983,9	2055,6	2190,0	2434,6	2701,4
demande d'énergie primaire	**8614,2**	**8891,0**	**9109,0**	**9313,0**	**9574,8**	**9855,2**	**10133,7**	**10898,7**	**11724,7**	**12586,5**
demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
nucléaire [b]	803,1	882,0	1026,3	1094,1	1126,5	1130,4	1203,5	1327,9	1294,0	1405,7
hydroélectricité [b]	1023,0	998,4	1035,0	1043,5	1050,8	1048,3	1056,8	1112,1	1197,3	1342,3
pétrole	3049,6	3170,3	3169,7	3180,1	3213,0	3277,9	3321,9	3415,0	3603,4	3755,0
gaz naturel	2063,9	2046,3	2170,4	2268,0	2385,5	2481,1	2571,3	2877,3	3072,8	3231,0
LGN-usines de gaz	67,5	73,1	82,4	84,0	87,3	88,5	89,5	93,6	98,8	104,1
éthane	83,7	85,6	85,7	93,7	93,8	93,9	94,1	138,4	139,1	139,7
charbon	983,3	1087,1	975,1	972,9	1027,1	1134,1	1183,7	1297,9	1642,1	1907,7
énergies renouvelables	540,1	548,1	564,3	576,6	590,9	601,0	613,0	636,4	677,2	701,0

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.
[b] Les données concernant l'hydroélectricité et le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MW.h et 12,1 GJ/MW.h, respectivement.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.
[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-4 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(pétajoules)

Provinces de l'Atlantique

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
demande par secteur										
résidentiel	111,5	114,3	115,5	118,0	118,3	120,3	121,7	124,2	127,9	131,7
commercial	53,9	55,9	56,3	57,0	57,7	58,5	58,9	60,5	64,1	66,1
industriel	167,2	176,2	179,4	180,1	180,7	185,3	187,5	191,0	203,3	212,4
transport										
- routier	116,7	119,6	121,5	123,6	125,7	128,0	130,0	135,2	141,0	147,1
- aérien, ferroviaire, maritime	39,2	44,6	46,9	48,4	49,1	49,5	49,7	50,3	50,2	52,4
- total	155,9	164,2	168,5	171,9	174,8	177,5	179,8	185,5	191,2	199,4
non énergétique [a]	15,3	17,3	15,1	15,8	16,0	16,5	16,7	17,3	18,4	19,7
utilisation finale globale	**503,9**	**528,0**	**534,7**	**542,8**	**547,6**	**557,9**	**564,7**	**578,4**	**605,0**	**629,2**
usage propre	35,3	38,9	38,3	38,5	39,4	41,5	41,4	42,4	45,8	46,8
production d'électricité et de vapeur [b] [d]	298,8	318,6	314,3	314,8	323,4	349,6	380,3	439,5	468,3	475,8
autres conversions	5,0	13,5	14,0	14,3	14,5	15,2	15,9	16,6	18,6	20,6
total de l'usage propre et des conversions	**339,0**	**371,1**	**366,7**	**367,7**	**377,3**	**406,3**	**437,6**	**498,5**	**532,7**	**543,2**
moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	120,4	125,3	130,3	134,6	138,0	143,8	146,6	154,5	167,4	175,1
demande d'énergie primaire	**722,6**	**773,7**	**771,1**	**775,9**	**786,9**	**820,5**	**855,7**	**922,4**	**970,2**	**997,4**
demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
nucléaire [b]	39,9	38,9	37,3	37,3	37,3	37,3	37,3	58,8	58,8	58,8
hydroélectricité [b]	146,4	137,1	148,0	148,0	148,2	148,7	156,8	161,8	161,9	159,0
pétrole	370,5	422,6	406,0	402,0	410,6	437,6	447,9	450,2	483,5	498,9
gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LGN-usines de gaz	0,5	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
charbon	83,8	91,4	95,2	102,7	104,1	109,4	122,6	157,8	169,8	183,4
énergies renouvelables	81,4	82,9	83,9	85,2	86,0	86,7	90,4	93,1	95,4	96,5

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.
[b] Les données concernant l'hydroélectricité et le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MW.h et 12,1 GJ/MW.h, respectivement.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.
[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-4 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(pétajoules)

Provinces de l'Atlantique

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
demande par secteur										
résidentiel	111,5	114,3	114,6	116,4	117,2	118,4	119,4	121,2	124,2	128,4
commercial	53,9	55,9	56,1	56,5	57,1	57,7	58,2	60,8	65,3	69,4
industriel	167,2	176,2	182,7	187,9	194,9	201,6	207,5	220,8	245,5	265,0
transport										
- routier	116,7	119,6	121,2	123,2	125,6	128,0	130,3	136,9	146,5	155,2
- aérien, ferroviaire, maritime	39,2	44,6	46,4	47,6	48,2	48,6	48,8	49,4	50,1	53,6
- total	155,9	164,2	167,6	170,8	173,8	176,5	179,1	186,3	196,6	208,8
non énergétique [a]	15,3	17,3	15,0	15,8	16,2	16,5	16,8	17,8	19,3	21,2
utilisation finale globale	**503,9**	**528,0**	**535,9**	**547,5**	**559,1**	**570,8**	**581,2**	**606,9**	**651,0**	**692,8**
usage propre	35,3	38,9	38,6	39,5	41,3	44,4	44,8	47,6	51,8	52,3
production d'électricité et de vapeur [b] [d]	298,8	318,6	316,7	324,2	341,1	384,7	415,3	486,5	514,2	531,7
autres conversions	5,0	13,5	14,1	14,8	15,5	16,2	17,0	18,3	21,6	24,3
total de l'usage propre et des conversions	**339,0**	**371,1**	**369,3**	**378,5**	**398,0**	**445,2**	**477,1**	**552,4**	**587,6**	**608,3**
moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	120,4	125,3	132,1	138,9	146,3	154,3	160,1	178,5	202,6	217,2
demande d'énergie primaire	**722,6**	**773,7**	**773,2**	**787,1**	**810,7**	**861,8**	**898,2**	**980,8**	**1035,9**	**1084,0**
demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
nucléaire [b]	39,9	38,9	37,3	37,3	37,3	37,3	37,3	58,8	58,8	58,8
hydroélectricité [b]	146,4	137,1	147,9	148,0	148,2	148,7	156,8	161,8	161,9	199,7
pétrole	370,5	422,6	408,3	412,8	433,0	473,1	488,1	504,7	535,4	513,9
gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LGN-usines de gaz	0,5	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
charbon	83,8	91,4	95,2	103,2	105,4	115,2	124,7	161,2	182,4	212,2
énergies renouvelables	81,4	82,9	83,9	85,1	86,1	86,7	90,5	93,6	96,5	98,4

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.
[b] Les données concernant l'hydroélectricité et le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MW.h et 12,1 GJ/MW.h, respectivement.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.
[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-4 (suite)

Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(pétajoules)

Québec

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
demande par secteur										
résidentiel	310,5	305,3	311,9	317,0	320,2	324,7	328,7	336,8	344,5	350,8
commercial	169,4	169,0	172,9	177,1	180,9	184,7	189,0	198,1	207,4	212,0
industriel	525,1	547,0	558,4	562,8	569,7	585,6	601,0	633,3	670,2	695,6
transport										
- routier	295,4	297,7	299,4	301,7	305,1	311,2	317,6	338,1	360,0	375,9
- aérien, ferroviaire, maritime	65,0	68,5	71,7	73,4	74,0	74,8	75,3	76,8	78,4	81,5
- total	360,4	366,2	371,0	375,1	379,1	386,0	392,9	414,9	438,3	457,4
non énergétique [a]	70,0	109,5	110,4	112,9	115,0	118,0	120,6	128,4	140,0	151,9
utilisation finale globale	**1435,4**	**1496,9**	**1524,7**	**1544,9**	**1564,9**	**1598,9**	**1632,2**	**1711,6**	**1800,3**	**1867,6**
usage propre	80,3	78,9	79,6	80,1	81,9	85,8	87,4	89,9	96,6	102,2
production d'électricité et de vapeur [b] [d]	524,7	546,1	548,3	549,7	552,3	543,3	545,1	576,3	629,8	684,9
autres conversions	0,0	3,9	4,0	4,0	4,0	4,1	4,2	4,1	4,1	4,1
total de l'usage propre et des conversions	**605,0**	**628,9**	**631,9**	**633,8**	**638,2**	**633,2**	**636,7**	**670,3**	**730,6**	**791,1**
moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	540,4	563,2	570,6	569,0	573,0	588,3	602,7	639,8	686,1	734,0
demande d'énergie primaire	**1500,0**	**1562,6**	**1585,9**	**1609,7**	**1630,1**	**1643,8**	**1666,3**	**1742,1**	**1844,9**	**1924,7**
demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
nucléaire [b]	45,9	56,3	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7
hydroélectricité [b]	476,4	487,3	483,3	484,6	486,7	475,2	477,0	503,9	545,8	601,4
pétrole	654,9	682,9	690,7	699,4	703,9	717,2	725,8	748,1	783,2	793,0
gaz naturel	189,9	202,5	211,7	221,7	230,9	240,9	251,0	273,4	293,8	305,7
LGN-usines de gaz	6,3	3,6	3,9	4,0	6,3	6,5	6,6	7,2	7,8	9,1
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
charbon	19,1	23,6	23,8	23,7	23,6	24,1	24,5	24,9	24,8	24,2
énergies renouvelables	107,6	106,5	110,8	114,7	116,9	118,3	119,5	122,9	127,7	129,5

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.

[b] Les données concernant l'hydroélectricité et le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MW.h et 12,1 GJ/MW.h, respectivement.

[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.

[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-4 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(pétajoules)

Québec

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
demande par secteur										
résidentiel	310,5	305,3	310,6	314,7	318,6	322,1	324,8	329,9	330,6	335,6
commercial	169,4	169,0	172,4	176,7	180,9	184,5	188,5	197,6	207,0	215,4
industriel	525,1	547,0	560,6	578,0	602,9	618,7	640,7	678,0	747,6	810,5
transport										
- routier	295,4	297,7	298,3	300,5	303,9	309,4	315,5	334,6	359,4	379,9
- aérien, ferroviaire, maritime	65,0	68,5	70,8	72,3	72,9	73,7	74,4	76,5	79,2	84,6
- total	360,4	366,2	369,1	372,7	376,8	383,1	389,9	411,1	438,6	464,4
non énergétique [a]	70,0	109,5	110,0	112,7	114,7	117,0	119,6	126,8	139,3	153,6
utilisation finale globale	**1435,4**	**1496,9**	**1522,6**	**1554,9**	**1593,9**	**1625,5**	**1663,5**	**1743,4**	**1863,1**	**1979,5**
usage propre	80,3	78,9	79,2	80,1	82,7	85,3	86,2	89,8	98,3	109,0
production d'électricité et de vapeur [b] [d]	524,7	546,1	549,2	555,5	559,5	554,4	561,4	602,4	684,1	754,2
autres conversions	0,0	3,9	4,0	4,1	4,2	4,3	4,5	4,6	4,8	4,8
total de l'usage propre et des conversions	**605,0**	**628,9**	**632,4**	**639,7**	**646,5**	**644,0**	**652,0**	**696,8**	**787,2**	**868,0**
moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	540,4	563,2	570,6	574,3	587,6	601,7	619,4	663,6	730,1	811,3
demande d'énergie primaire	**1500,0**	**1562,6**	**1584,4**	**1620,3**	**1652,8**	**1667,8**	**1696,2**	**1776,5**	**1920,2**	**2036,2**
demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
nucléaire [b]	45,9	56,3	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7
hydroélectricité [b]	476,4	487,3	484,2	490,4	493,9	486,3	493,3	525,3	595,1	671,7
pétrole	654,9	682,9	682,4	688,5	692,6	700,4	706,5	722,7	761,6	792,1
gaz naturel	189,9	202,5	217,3	236,3	255,3	268,1	281,1	308,1	335,7	340,2
LGN-usines de gaz	6,3	3,6	4,1	4,3	6,8	7,1	7,4	8,2	9,2	10,7
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
charbon	19,1	22,6	23,9	24,4	25,2	25,6	26,3	27,0	28,1	28,6
énergies renouvelables	107,6	106,5	110,9	114,7	117,3	118,6	119,9	123,5	128,7	131,2

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.
[b] Les données concernant l'hydroélectricité et le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MW.h et 12,1 GJ/MW.h, respectivement.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.
[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-4 (suite)

Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(pétajoules)

Ontario

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
demande par secteur										
résidentiel	490,6	480,6	496,0	496,9	500,9	508,7	517,5	536,1	556,8	564,7
commercial	319,0	317,9	327,6	331,1	337,3	344,1	352,5	367,2	384,9	404,0
industriel	828,3	848,0	859,7	867,9	862,1	900,7	938,6	999,1	1090,2	1173,8
transport										
- routier	515,7	531,3	542,3	552,6	563,6	578,4	593,0	631,5	670,6	702,5
- aérien, ferroviaire, maritime	87,3	89,1	92,4	94,1	94,5	95,2	95,6	96,8	98,5	100,0
- total	603,0	620,4	634,7	646,8	658,1	673,6	688,5	728,3	769,1	802,5
non énergétique [a]	228,3	224,1	252,3	256,9	261,2	266,5	272,0	286,2	309,8	333,0
utilisation finale globale	**2469,2**	**2491,0**	**2570,3**	**2599,7**	**2619,5**	**2693,6**	**2769,1**	**2916,9**	**3110,9**	**3278,1**
usage propre	158,0	167,8	174,7	177,4	179,8	184,3	188,0	197,9	210,3	212,6
production d'électricité et de vapeur [b] [d]	1084,3	1175,7	1242,1	1274,5	1281,4	1371,1	1422,8	1519,8	1546,0	1659,0
autres conversions	179,0	192,7	200,1	205,0	207,6	218,8	229,0	240,2	271,6	305,3
total de l'usage propre et des conversions	**1421,3**	**1536,2**	**1616,8**	**1656,9**	**1668,8**	**1774,2**	**1839,8**	**1957,9**	**2027,9**	**2176,9**
moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	654,0	686,5	705,8	714,6	719,4	745,8	769,0	806,4	869,3	933,6
demande d'énergie primaire	**3236,4**	**3340,8**	**3481,3**	**3541,9**	**3568,9**	**3722,0**	**3839,8**	**4068,3**	**4269,4**	**4521,4**
demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
nucléaire [b]	717,0	786,8	927,4	991,7	1017,1	1027,6	1088,6	1193,5	1163,2	1126,7
hydroélectricité [b]	147,9	123,5	141,5	142,3	142,3	142,3	142,7	142,7	147,6	151,6
pétrole	1051,6	1056,6	1090,9	1106,8	1120,3	1144,4	1168,3	1230,5	1292,3	1332,2
gaz naturel	796,5	781,7	808,4	816,8	821,5	849,1	880,5	936,3	1010,4	1072,0
LGN-usines de gaz	16,7	25,7	34,3	34,4	34,7	35,1	35,4	36,3	37,9	40,2
éthane	4,7	6,7	6,8	6,9	7,0	7,1	7,3	7,7	8,4	9,0
charbon	404,4	461,1	370,5	339,5	320,4	409,2	408,0	408,0	487,0	662,4
énergies renouvelables	97,6	98,7	101,5	103,4	105,6	107,3	109,0	113,3	122,6	127,4

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.

[b] Les données concernant l'hydroélectricité et le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MW.h et 12,1 GJ/MW.h, respectivement.

[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.

[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-4 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(pétajoules)

Ontario

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
demande par secteur										
résidentiel	490,6	480,6	492,6	493,8	498,5	505,5	511,7	524,1	534,7	545,0
commercial	319,0	317,9	327,0	331,4	339,8	347,2	355,8	366,7	380,5	408,2
industriel	828,3	848,0	864,2	896,9	929,1	974,5	1032,1	1101,4	1241,4	1376,2
transport										
- routier	515,7	531,3	540,4	550,8	562,8	577,7	592,7	632,9	685,3	731,7
- aérien, ferroviaire, maritime	87,3	89,1	91,3	92,9	93,5	94,5	95,5	98,3	101,5	106,3
- total	603,0	620,4	631,7	643,6	656,3	672,1	688,2	731,2	786,8	838,1
non énergétique [a]	228,3	224,1	251,3	255,5	259,9	264,8	270,0	283,5	308,1	335,3
utilisation finale globale	**2469,2**	**2491,0**	**2566,8**	**2621,3**	**2683,6**	**2764,1**	**2857,8**	**3007,0**	**3251,6**	**3502,7**
usage propre	158,0	167,8	174,3	178,1	182,7	186,6	192,1	201,2	210,7	223,2
production d'électricité et de vapeur [b] [d]	1084,3	1175,7	1240,0	1288,4	1349,3	1423,4	1498,6	1563,8	1634,4	1823,9
autres conversions	179,0	192,7	200,9	211,0	221,7	232,0	244,8	265,6	315,4	359,2
total de l'usage propre et des conversions	**1421,3**	**1536,2**	**1615,2**	**1677,5**	**1753,7**	**1842,0**	**1935,5**	**2030,6**	**2160,6**	**2406,3**
moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	654,0	686,5	706,0	725,6	749,0	776,9	811,4	848,1	931,9	1037,2
demande d'énergie primaire	**3236,4**	**3340,8**	**3476,0**	**3573,2**	**3688,2**	**3829,2**	**3981,9**	**4189,5**	**4480,3**	**4871,8**
demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
nucléaire [b]	717,0	786,8	927,3	995,1	1027,5	1031,4	1104,5	1207,4	1173,5	1285,2
hydroélectricité [b]	147,9	123,5	141,5	142,3	142,3	142,3	142,7	144,8	151,3	151,6
pétrole	1051,6	1056,6	1080,2	1092,2	1106,9	1125,5	1147,6	1196,0	1264,7	1347,9
gaz naturel	796,5	781,7	814,4	840,9	868,4	905,0	946,1	1016,1	1107,5	1179,2
LGN-usines de gaz	16,7	25,7	34,8	35,3	36,0	36,9	37,3	39,1	41,6	43,7
éthane	4,7	6,7	6,8	6,9	7,0	7,1	7,3	7,7	8,4	9,0
charbon	404,4	461,1	369,4	356,8	393,9	473,0	486,5	464,1	609,0	724,8
énergies renouvelables	97,6	98,7	101,5	103,7	106,2	108,0	109,9	114,3	124,3	130,4

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.
[b] Les données concernant l'hydroélectricité et le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MW.h et 12,1 GJ/MW.h, respectivement.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.
[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-4 (suite)

Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible

Canada et régions

(pétajoules)

Manitoba

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
demande par secteur										
résidentiel	59,2	55,9	60,8	61,2	61,4	62,1	62,6	63,8	66,2	67,7
commercial	42,3	38,7	42,4	42,6	43,4	44,0	44,7	46,3	47,7	49,3
industriel	53,4	51,5	53,2	54,4	54,7	56,0	57,2	61,3	66,1	77,3
transport										
- routier	62,2	62,2	61,8	61,6	61,6	61,9	62,2	63,8	67,1	71,7
- aérien, ferroviaire, maritime	17,4	18,7	19,1	19,6	19,6	19,8	19,9	20,4	20,9	21,7
- total	79,5	80,9	80,9	81,2	81,2	81,7	82,2	84,2	88,0	93,3
non énergétique [a]	8,5	9,6	9,7	9,8	9,9	10,0	10,1	10,4	10,8	11,3
utilisation finale globale	**242,9**	**236,6**	**247,0**	**249,1**	**250,6**	**253,8**	**256,7**	**266,0**	**278,8**	**299,0**
usage propre	22,3	19,5	20,6	20,9	22,3	23,0	24,5	26,6	28,1	29,8
production d'électricité et de vapeur [b] [d]	64,4	68,1	62,1	62,5	65,7	67,6	68,4	72,2	85,5	91,6
autres conversions	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total de l'usage propre et des conversions	**86,6**	**87,6**	**82,7**	**83,5**	**88,0**	**90,6**	**92,9**	**98,8**	**113,6**	**121,5**
moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	59,1	58,1	60,2	60,6	61,9	62,9	64,7	68,4	73,0	80,8
demande d'énergie primaire	**270,5**	**266,1**	**269,5**	**272,0**	**276,7**	**281,5**	**285,0**	**296,5**	**319,5**	**339,6**
demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
nucléaire [b]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité [b]	60,6	60,7	60,6	61,1	64,3	66,4	67,2	71,0	82,0	90,4
pétrole	100,3	102,5	102,7	103,1	103,0	103,5	104,2	106,9	109,9	115,3
gaz naturel	85,6	75,4	84,4	85,7	87,3	89,4	91,3	96,2	102,6	110,6
LGN-usines de gaz	3,3	3,0	3,1	3,1	3,0	3,0	3,0	2,9	3,0	3,3
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
charbon	4,9	8,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,7	5,1	3,2
énergies renouvelables	15,8	15,8	16,1	16,3	16,5	16,6	16,6	16,7	16,9	16,9

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.

[b] Les données concernant l'hydroélectricité et le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MW.h et 12,1 GJ/MW.h, respectivement.

[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.

[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-4 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(pétajoules)

Manitoba

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
demande par secteur										
résidentiel	59,2	55,9	60,7	61,5	61,8	62,4	62,9	64,3	65,0	64,8
commercial	42,3	38,7	42,4	42,7	43,7	44,4	45,2	46,5	48,7	51,3
industriel	53,4	51,5	53,7	55,5	56,8	57,5	59,8	65,7	73,6	84,9
transport										
- routier	62,2	62,2	61,6	61,3	61,2	61,3	61,5	62,8	66,4	71,4
- aérien, ferroviaire, maritime	17,4	18,7	19,0	19,3	19,6	19,8	20,0	20,7	21,6	23,0
- total	79,5	80,9	80,6	80,6	80,8	81,1	81,6	83,6	88,1	94,4
non énergétique [a]	8,5	9,6	9,6	9,7	9,8	9,9	10,0	10,2	10,7	11,2
utilisation finale globale	**242,9**	**236,6**	**247,0**	**250,0**	**252,9**	**255,3**	**259,4**	**270,3**	**286,0**	**306,6**
usage propre	22,3	19,5	20,7	21,3	23,1	23,8	25,5	26,8	29,7	31,5
production d'électricité et de vapeur [b] [d]	64,4	68,1	62,2	62,9	67,4	67,9	69,1	73,3	89,1	94,7
autres conversions	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total de l'usage propre et des conversions	**86,6**	**87,6**	**83,0**	**84,3**	**90,5**	**91,7**	**94,6**	**100,2**	**118,8**	**126,2**
moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	59,1	58,1	60,3	61,1	62,6	63,1	65,3	68,6	75,4	84,2
demande d'énergie primaire	**270,5**	**266,1**	**269,6**	**273,2**	**280,7**	**283,9**	**288,7**	**301,8**	**329,4**	**348,7**
demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
nucléaire [b]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité [b]	60,6	60,7	60,7	61,5	64,6	66,7	67,9	72,1	84,2	93,5
pétrole	100,3	102,5	102,0	102,0	101,8	101,6	102,2	104,0	108,5	116,3
gaz naturel	85,6	75,4	85,0	87,5	90,5	93,1	95,9	102,6	109,3	114,4
LGN-usines de gaz	3,3	3,0	3,2	3,2	3,1	3,1	3,2	3,2	3,4	3,7
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
charbon	4,9	8,6	2,6	2,6	4,1	2,7	2,7	2,9	6,9	3,6
énergies renouvelables	15,8	15,8	16,2	16,4	16,6	16,7	16,7	16,9	17,1	17,2

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.
[b] Les données concernant l'hydroélectricité et le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MW.h et 12,1 GJ/MW.h, respectivement.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.
[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-4 (suite)

Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible

Canada et régions

(pétajoules)

Saskatchewan

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
demande par secteur										
résidentiel	77,6	73,8	79,2	79,8	79,2	79,8	80,4	83,1	86,8	92,3
commercial	36,3	35,6	37,4	38,1	38,5	38,9	39,5	41,4	43,4	45,7
industriel	65,1	65,3	68,7	67,0	65,8	67,4	68,7	76,1	86,9	98,0
transport										
- routier	81,5	80,4	77,7	75,5	73,9	72,8	72,0	70,9	73,0	79,5
- aérien, ferroviaire, maritime	7,8	8,4	8,5	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,9
- total	89,3	88,7	86,1	84,1	82,5	81,4	80,5	79,5	81,6	88,4
non énergétique [a]	10,2	11,4	11,9	11,8	11,8	12,0	12,4	13,6	14,7	16,5
utilisation finale globale	**278,5**	**274,9**	**283,4**	**280,9**	**277,7**	**279,5**	**281,5**	**293,6**	**313,3**	**340,9**
usage propre	39,1	40,3	46,0	47,1	47,6	48,8	49,9	52,0	55,0	57,9
production d'électricité et de vapeur [b] [d]	120,0	129,6	126,4	120,7	115,2	113,0	115,6	125,7	142,8	146,7
autres conversions	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total de l'usage propre et des conversions	**159,1**	**169,9**	**172,4**	**167,8**	**162,8**	**161,8**	**165,5**	**177,7**	**197,8**	**204,6**
moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	41,6	43,3	46,5	46,3	45,8	46,4	47,0	49,9	55,4	60,5
demande d'énergie primaire	**396,0**	**401,5**	**409,2**	**402,4**	**394,6**	**394,9**	**399,9**	**421,4**	**455,7**	**484,9**
demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
nucléaire [b]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité [b]	13,6	11,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	19,4
pétrole	140,8	141,2	139,6	136,3	134,3	133,5	133,2	135,5	140,9	151,2
gaz naturel	124,2	120,9	133,0	135,7	136,3	139,8	142,9	151,8	164,8	179,1
LGN-usines de gaz	2,7	2,5	2,6	2,5	2,4	2,4	2,4	2,5	2,6	2,7
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
charbon	107,6	118,4	113,1	106,8	100,7	98,1	100,2	110,1	125,4	123,8
énergies renouvelables	7,2	6,9	7,3	7,5	7,4	7,5	7,6	8,0	8,5	8,7

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.

[b] Les données concernant l'hydroélectricité et le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MW.h et 12,1 GJ/MW.h, respectivement.

[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.

[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-4 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(pétajoules)

Saskatchewan

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
demande par secteur										
résidentiel	77,6	73,8	79,5	79,6	80,2	80,9	81,5	84,9	91,7	96,6
commercial	36,3	35,6	37,4	38,1	38,8	39,4	40,0	42,3	45,4	49,2
industriel	65,1	65,3	69,5	71,9	73,9	76,3	78,6	89,3	104,0	114,7
transport										
- routier	81,5	80,4	77,7	75,7	74,3	73,3	72,6	71,9	75,6	82,9
- aérien, ferroviaire, maritime	7,8	8,4	8,4	8,5	8,5	8,6	8,6	8,8	8,8	9,4
- total	89,3	88,7	86,1	84,2	82,8	81,9	81,2	80,6	84,4	92,3
non énergétique [a]	10,2	11,4	11,9	12,3	12,5	12,5	12,8	13,9	16,3	17,9
utilisation finale globale	**278,5**	**274,9**	**284,4**	**286,1**	**288,1**	**291,0**	**294,2**	**311,0**	**341,9**	**370,8**
usage propre	39,1	40,3	46,3	48,1	49,6	51,0	52,4	55,2	59,4	62,5
production d'électricité et de vapeur [b]-[d]	120,0	129,6	127,9	125,0	122,4	120,8	124,5	138,6	152,4	172,8
autres conversions	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total de l'usage propre et des conversions	**159,1**	**169,9**	**174,2**	**173,1**	**172,0**	**171,8**	**176,9**	**193,8**	**211,8**	**235,3**
moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	41,6	43,3	47,0	47,6	48,1	48,9	49,9	54,0	62,4	69,0
demande d'énergie primaire	**396,0**	**401,5**	**411,6**	**411,6**	**412,0**	**413,9**	**421,2**	**450,8**	**491,3**	**537,1**
demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
nucléaire [b]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité [b]	13,6	11,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	19,4	19,4
pétrole	140,8	141,2	138,9	136,5	134,6	133,0	132,4	133,4	142,0	156,0
gaz naturel	124,2	120,9	134,6	140,3	146,0	151,4	156,1	170,0	188,5	199,9
LGN-usines de gaz	2,7	2,5	2,6	2,6	2,6	2,7	2,8	3,0	3,2	3,4
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
charbon	107,6	118,4	114,5	111,1	107,8	105,7	108,6	122,6	129,4	149,3
énergies renouvelables	7,2	6,9	7,4	7,5	7,4	7,6	7,7	8,2	8,8	9,1

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.
[b] Les données concernant l'hydroélectricité et le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MW.h et 12,1 GJ/MW.h, respectivement.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.
[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-4 (suite)

Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(pétajoules)

Alberta

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
demande par secteur										
résidentiel	189,6	179,8	195,6	194,8	194,8	194,4	194,7	199,3	206,8	215,6
commercial	125,8	120,6	124,4	125,1	124,7	124,6	125,7	130,9	139,5	148,0
industriel	384,7	369,9	373,4	391,5	397,4	400,9	404,2	426,7	481,4	557,0
transport										
- routier	197,0	199,1	192,1	185,5	179,8	175,1	171,1	163,3	163,2	171,2
- aérien, ferroviaire, maritime	312,7	331,1	344,7	353,8	357,2	360,3	362,2	368,4	374,6	388,0
- total	243,6	247,2	241,4	235,9	230,5	226,1	222,2	215,3	216,3	226,0
non énergétique [a]	227,7	244,1	240,0	247,2	252,9	252,9	253,0	306,8	319,7	324,1
utilisation finale globale	**1171,4**	**1161,6**	**1174,9**	**1194,4**	**1200,2**	**1199,0**	**1199,8**	**1278,9**	**1363,8**	**1470,5**
usage propre	64,3	70,8	72,7	72,5	71,7	71,4	71,4	72,0	74,9	79,3
production d'électricité et de vapeur [b] [d]	2689,7	2855,6	2891,2	2924,7	2937,7	3046,4	3141,3	3388,7	3553,3	3839,6
autres conversions	201,5	230,6	240,8	246,7	249,8	262,4	274,0	286,7	321,3	358,3
total de l'usage propre et des conversions	**3348,5**	**3571,2**	**3634,3**	**3679,3**	**3703,1**	**3838,2**	**3954,1**	**4238,2**	**4472,0**	**4818,7**
moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	1720,4	1793,0	1832,4	1844,3	1856,0	1907,3	1953,9	2058,9	2227,2	2404,4
demande d'énergie primaire	**1537,6**	**1547,8**	**1536,0**	**1558,9**	**1564,6**	**1568,3**	**1577,5**	**1678,7**	**1804,4**	**1960,2**
demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
nucléaire [b]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité [b]	6,5	5,4	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
pétrole	380,9	394,6	387,2	378,1	368,7	363,0	358,4	354,1	364,2	383,4
gaz naturel	659,3	641,7	662,2	683,5	697,9	697,7	701,6	735,9	800,7	885,7
LGN-usines de gaz	33,3	31,9	30,7	31,8	31,1	30,4	30,0	30,0	29,8	31,1
éthane	78,9	78,9	78,9	86,8	86,8	86,8	86,8	130,7	130,7	130,7
charbon	355,9	372,2	347,0	347,8	346,4	354,5	363,0	385,2	425,0	472,0
énergies renouvelables	22,7	23,1	24,1	25,0	27,7	29,9	31,8	36,9	48,0	51,3

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.

[b] Les données concernant l'hydroélectricité et le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MW.h et 12,1 GJ/MW.h, respectivement.

[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.

[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-4 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(pétajoules)

Alberta

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
demande par secteur										
résidentiel	189,6	179,8	195,6	195,3	195,9	197,4	198,8	207,0	219,0	221,8
commercial	125,8	120,6	125,6	129,2	132,7	136,0	138,6	146,8	158,9	166,3
industriel	384,7	369,9	397,8	427,8	474,4	504,4	525,4	688,8	813,0	888,4
transport										
- routier	197,0	199,1	193,0	187,8	183,9	181,2	179,2	177,1	183,6	191,4
- aérien, ferroviaire, maritime	312,7	331,1	341,1	348,7	353,0	356,5	360,2	370,1	382,3	406,9
- total	243,6	247,2	241,9	237,7	234,3	232,1	230,6	230,2	238,6	249,9
non énergétique [a]	227,7	244,1	242,3	249,8	257,4	259,3	259,8	316,2	331,6	331,4
utilisation finale globale	**1171,4**	**1161,6**	**1203,3**	**1239,7**	**1294,7**	**1329,2**	**1353,2**	**1589,1**	**1761,1**	**1857,7**
usage propre	64,3	70,8	73,9	74,6	75,7	76,8	78,0	82,1	87,5	90,7
production d'électricité et de vapeur [b] [d]	2689,7	2855,6	2909,6	2980,9	3081,4	3210,8	3343,2	3636,6	3921,2	4328,0
autres conversions	201,5	230,6	242,0	253,8	266,3	278,2	292,8	316,9	371,4	418,8
total de l'usage propre et des conversions	**3348,5**	**3571,2**	**3654,8**	**3748,0**	**3875,4**	**4032,5**	**4193,7**	**4540,4**	**4918,2**	**5411,4**
moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	1720,4	1793,0	1839,5	1873,9	1924,8	1983,9	2055,6	2190,0	2434,6	2701,4
demande d'énergie primaire	**1537,6**	**1547,8**	**1576,9**	**1621,8**	**1691,5**	**1743,2**	**1788,3**	**2074,9**	**2314,5**	**2489,6**
demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
nucléaire [b]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité [b]	6,5	5,4	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
pétrole	380,9	394,6	391,8	386,3	385,4	387,1	388,3	399,1	425,0	439,8
gaz naturel	659,3	641,7	686,1	722,7	773,6	795,4	810,8	952,0	998,2	1021,5
LGN-usines de gaz	33,3	31,9	31,2	32,1	32,1	31,8	31,7	32,3	32,9	33,8
éthane	78,9	78,9	78,9	86,8	86,8	86,8	86,8	130,7	130,7	130,7
charbon	355,9	372,2	358,9	363,1	379,9	406,1	432,9	517,6	673,2	785,8
énergies renouvelables	22,7	23,1	24,1	25,1	27,8	30,1	32,0	37,2	48,6	52,0

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.
[b] Les données concernant l'hydroélectricité et le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MW.h et 12,1 GJ/MW.h, respectivement.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.
[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-4 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(pétajoules)

Colombie-Britannique et Territoires

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
demande par secteur										
résidentiel	135,1	137,6	145,0	143,7	143,7	146,0	148,2	151,9	156,7	165,6
commercial	86,1	88,1	88,4	88,8	90,8	92,3	93,7	96,8	101,1	106,0
industriel	410,6	427,0	431,4	431,2	430,7	441,0	447,9	469,6	513,6	551,8
transport										
- routier	166,3	170,2	169,7	168,9	168,2	167,9	167,8	168,8	173,2	182,3
- aérien, ferroviaire, maritime	49,5	53,7	56,9	59,2	60,7	61,4	61,9	63,4	65,1	68,8
- total	215,8	223,9	226,6	228,1	228,9	229,3	229,7	232,2	238,3	251,2
non énergétique [a]	37,6	47,1	46,3	46,7	47,1	47,8	48,5	50,3	54,0	58,2
utilisation finale globale	**885,2**	**923,7**	**937,7**	**938,5**	**941,2**	**956,3**	**967,9**	**1000,8**	**1063,5**	**1132,8**
usage propre	58,2	68,7	70,4	71,4	72,8	74,7	76,3	82,0	86,6	92,2
production d'électricité et de vapeur [b] [d]	190,4	193,2	202,2	203,2	202,3	200,4	199,0	217,5	189,6	227,8
autres conversions	0,0	1,8	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	1,8
total de l'usage propre et des conversions	**248,6**	**263,7**	**274,4**	**276,4**	**276,9**	**277,0**	**277,2**	**301,3**	**278,1**	**321,9**
moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	183,6	189,1	190,7	190,4	191,1	194,3	197,2	206,0	225,4	250,6
demande d'énergie primaire	**950,2**	**998,4**	**1021,4**	**1024,5**	**1026,9**	**1039,0**	**1047,9**	**1096,1**	**1116,2**	**1204,0**
demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
nucléaire [b]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité [b]	171,6	172,7	182,0	181,7	181,2	183,7	186,4	187,2	176,5	187,0
pétrole	350,7	369,9	371,1	368,4	364,8	364,7	364,3	365,7	374,8	390,1
gaz naturel	207,7	224,2	230,9	233,4	237,1	248,4	256,4	295,9	306,5	359,8
LGN-usines de gaz	4,9	5,6	5,8	5,5	5,5	5,6	5,7	5,8	6,1	6,3
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
charbon	7,5	11,7	10,6	11,5	10,1	4,8	0,4	0,4	1,4	0,5
énergies renouvelables	207,8	214,2	220,9	223,9	228,3	231,9	234,8	241,1	250,9	260,2

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.
[b] Les données concernant l'hydroélectricité et le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MW.h et 12,1 GJ/MW.h, respectivement.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.
[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-4 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(pétajoules)

Colombie-Britannique et Territoires

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
demande par secteur										
résidentiel	135,1	137,6	144,6	143,3	143,0	144,8	146,4	148,6	151,6	155,8
commercial	86,1	88,1	88,2	88,5	90,5	91,8	93,0	96,2	101,6	108,7
industriel	410,6	427,0	429,5	435,0	444,8	459,9	472,0	497,9	545,2	594,0
transport										
- routier	166,3	170,2	169,1	167,9	166,9	166,1	165,5	165,1	169,1	178,6
- aérien, ferroviaire, maritime	49,5	53,7	56,2	58,4	59,9	60,6	61,4	63,3	66,0	71,5
- total	215,8	223,9	225,3	226,3	226,8	226,7	226,9	228,4	235,1	250,1
non énergétique [a]	37,6	47,1	46,1	46,4	46,9	47,5	48,1	49,7	52,9	57,9
utilisation finale globale	**885,2**	**923,7**	**933,7**	**939,5**	**951,9**	**970,7**	**986,3**	**1020,9**	**1086,5**	**1166,4**
usage propre	58,2	68,7	70,2	71,5	72,6	75,8	78,8	84,1	88,2	95,4
production d'électricité et de vapeur [b] [d]	190,4	193,2	201,5	203,7	204,3	202,9	192,3	227,5	209,0	238,7
autres conversions	0,0	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,1
total de l'usage propre et des conversions	**248,6**	**263,7**	**273,5**	**277,1**	**278,8**	**280,6**	**273,1**	**313,7**	**299,3**	**336,2**
moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	183,6	189,1	190,0	190,7	191,8	195,9	200,2	210,1	232,7	263,5
demande d'énergie primaire	**950,2**	**998,4**	**1017,1**	**1025,8**	**1038,9**	**1055,4**	**1059,3**	**1124,5**	**1153,1**	**1239,1**
demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
nucléaire [b]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité [b]	171,6	172,7	181,2	181,8	182,3	184,8	176,6	188,6	179,5	200,5
pétrole	350,7	369,9	366,1	361,9	358,6	357,1	356,8	355,2	366,2	388,9
gaz naturel	207,7	224,2	233,0	240,3	251,6	268,1	281,2	328,4	333,5	375,8
LGN-usines de gaz	4,9	5,6	5,9	5,8	6,0	6,2	6,5	6,9	7,6	7,8
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
charbon	7,5	11,7	10,5	11,8	10,9	5,9	1,9	2,6	13,0	3,4
énergies renouvelables	207,8	214,2	220,3	224,2	229,6	233,2	236,2	242,8	253,3	262,7

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.
[b] Les données concernant l'hydroélectricité et le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MW.h et 12,1 GJ/MW.h, respectivement.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.
[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-5

Données historiques - Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur
Canada

(pétajoules)	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976
résidentiel										
électricité	127,2	137,3	147,0	157,8	169,1	182,5	196,4	215,7	233,3	257,7
pétrole	545,8	574,2	592,8	625,4	621,0	653,3	616,6	648,1	619,1	607,1
gaz naturel	234,7	249,7	269,5	282,8	298,1	336,0	328,1	353,3	364,0	383,1
propane	42,8	40,5	48,0	47,1	55,4	57,7	55,1	69,7	62,5	50,9
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	81,5	78,1	72,5	68,7	62,6	56,6	57,3	58,4	62,6	64,9
autres	29,8	23,4	19,3	15,3	11,1	12,3	8,2	6,6	4,6	3,5
total	**1061,7**	**1103,1**	**1149,1**	**1197,1**	**1217,3**	**1298,3**	**1261,7**	**1351,8**	**1346,1**	**1367,2**
commercial										
électricité	102,8	113,3	128,6	141,4	154,3	184,8	203,0	220,9	231,6	254,8
pétrole	242,4	278,6	287,8	301,9	300,3	319,7	279,6	266,0	205,8	254,9
gaz naturel	120,6	136,6	166,3	175,5	199,2	241,2	227,8	255,9	259,3	277,7
propane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	20,2	17,5	15,5	12,1	8,3	5,3	1,6	1,5	0,0	0,0
total	**485,9**	**546,1**	**598,2**	**630,9**	**662,1**	**751,0**	**711,9**	**744,2**	**696,7**	**787,4**
industriel										
électricité	312,6	328,8	348,6	364,8	375,2	390,9	417,1	435,5	392,0	405,8
pétrole	393,5	408,2	447,9	477,4	477,3	503,5	542,0	553,9	539,4	528,6
gaz naturel	297,4	332,7	388,7	420,9	477,4	515,7	556,4	613,5	584,7	598,7
charbon, coke et gaz de cokéfaction	315,1	318,2	277,5	276,6	232,1	227,8	247,8	241,7	228,2	237,8
vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
déchets de bois	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	254,8
propane	4,5	5,9	7,4	6,4	7,8	10,0	11,3	12,4	11,1	10,8
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	**1323,2**	**1393,7**	**1470,1**	**1545,1**	**1569,7**	**1647,9**	**1774,8**	**1857,0**	**1755,5**	**2036,5**
non énergétique										
asphalte	85,2	89,8	94,8	103,3	108,2	120,3	137,9	130,1	133,1	124,0
lubrifiants et graisses	28,7	29,3	30,4	30,6	32,8	34,3	38,3	39,4	37,2	38,8
naphte	12,0	12,4	13,4	12,8	13,1	16,1	23,1	15,8	14,8	14,8
coke de pétrole	19,9	20,3	24,5	24,5	16,4	16,0	23,4	27,2	21,9	24,7
gaz naturel	19,7	21,6	26,7	34,8	37,3	37,7	40,8	42,9	49,9	59,6
pétrole	40,5	39,0	45,6	78,1	75,8	79,9	81,5	82,0	68,4	84,0
propane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	11,3
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	13,1
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6
autres produits pétroliers	2,3	3,0	2,6	3,4	10,0	14,8	17,0	23,8	27,1	24,0
total	**208,4**	**215,3**	**238,1**	**287,6**	**293,6**	**319,1**	**362,0**	**361,2**	**356,0**	**396,9**
transport										
essence pour moteur	788,3	841,7	874,0	922,4	954,9	1021,6	1106,1	1147,1	1191,4	1220,5
carburant diesel	141,2	147,1	154,7	157,3	166,8	181,2	200,8	224,6	214,6	261,2
carburéacteur - total	68,8	76,5	86,4	94,9	98,0	103,4	118,4	130,5	138,2	137,1
essence d'aviation	9,9	9,4	8,7	7,7	7,5	7,7	8,0	7,8	7,8	7,8
mazout lourd	83,5	78,6	72,2	79,3	81,6	88,8	93,9	81,9	66,7	63,9
autres	16,7	12,0	12,5	13,0	10,6	9,9	13,5	9,5	5,5	0,9
total	**1108,3**	**1165,4**	**1208,4**	**1274,5**	**1319,5**	**1412,6**	**1540,7**	**1601,4**	**1624,3**	**1691,4**
utilisation finale globale										
électricité	542,6	579,4	624,2	664,0	698,7	758,2	816,5	872,0	856,9	918,3
pétrole	2466,7	2612,3	2739,8	2923,0	2968,3	3165,7	3295,3	3384,2	3289,7	3391,4
gaz naturel	672,3	740,5	851,2	914,0	1012,0	1130,6	1153,1	1265,6	1257,9	1319,1
charbon, coke et gaz de cokéfaction	377,2	366,9	320,7	313,0	257,4	250,0	262,5	253,3	234,3	242,2
vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	81,5	78,1	72,5	68,7	62,6	56,6	57,3	58,4	62,6	64,9
déchets de bois	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	254,8
autres	47,3	46,4	55,4	53,5	63,2	67,7	66,4	82,1	77,3	88,8
total	**4187,6**	**4423,5**	**4563,9**	**4938,2**	**5062,1**	**5428,9**	**5651,0**	**5915,7**	**5778,6**	**6279,4**

Tableau A4-5 (suite)
Données historiques - Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur
Canada

(pétajoules)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
résidentiel										
électricité	278,9	313,8	319,1	337,5	344,5	359,6	377,2	395,3	411,3	428,1
pétrole	546,9	529,1	518,6	497,9	404,1	373,7	328,4	280,1	281,5	273,7
gaz naturel	387,9	435,1	447,9	458,6	463,7	520,2	505,0	524,5	562,9	524,8
propane	49,8	32,0	30,8	31,6	29,9	34,5	34,0	34,4	36,5	32,4
butanes	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	0,6	0,4	0,0	0,0	0,0
bois	60,4	68,5	73,5	77,5	88,1	97,1	100,0	103,0	107,9	109,0
autres	3,6	4,1	4,2	3,4	4,0	4,0	3,2	5,5	6,2	6,1
total	1327,5	1382,7	1394,0	1406,6	1334,7	1389,7	1348,2	1342,8	1406,3	1374,1
commercial										
électricité	260,1	247,0	261,9	257,4	268,3	276,4	287,8	294,9	304,4	325,9
pétrole	223,2	239,9	210,5	202,6	192,3	172,1	161,0	145,9	107,7	103,8
gaz naturel	295,8	312,4	320,9	301,3	323,0	356,1	351,1	364,1	388,6	386,1
propane	0,0	0,0	14,6	14,7	15,2	18,8	17,0	16,4	17,9	14,6
butanes	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	1,1	2,2	1,5	2,3	2,0	2,8	2,6	2,7
total	779,0	799,2	809,0	778,6	800,8	826,1	819,0	824,1	821,3	833,1
industriel										
électricité	447,7	470,1	476,7	503,9	523,9	490,4	513,2	576,6	616,2	632,6
pétrole	560,1	530,7	545,6	509,4	452,5	371,3	321,6	319,3	281,3	312,8
gaz naturel	651,4	669,4	724,6	728,1	688,4	640,9	659,4	730,2	787,3	795,8
charbon, coke et gaz de cokéfaction	187,6	241,6	250,0	248,3	226,4	205,2	216,4	240,1	246,3	236,6
vapeur	0,0	0,0	43,2	42,0	45,2	62,2	49,9	45,8	33,3	31,6
déchets de bois	258,7	326,1	338,6	367,5	338,8	345,4	371,5	350,7	388,5	409,5
propane	11,8	16,6	14,4	13,3	12,4	12,1	10,5	10,8	15,6	13,9
butanes	0,0	0,0	0,0	0,7	0,5	0,4	1,6	1,6	1,2	1,7
autres	44,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	2162,0	2254,5	2393,0	2413,2	2288,1	2127,8	2144,0	2274,9	2369,6	2434,4
non énergétique										
asphalte	137,2	138,4	146,5	140,0	128,3	108,3	112,0	105,3	119,7	122,7
lubrifiants et graisses	38,4	40,3	41,9	41,5	40,5	34,5	34,6	36,3	36,1	37,8
naphte	16,8	15,7	20,3	19,2	18,5	13,7	14,6	10,3	10,3	10,3
coke de pétrole	31,4	30,9	25,9	34,3	35,9	24,8	27,4	31,4	28,1	40,1
gaz naturel	83,9	88,1	89,5	94,4	96,2	105,8	141,8	156,4	174,5	148,7
pétrole	96,3	137,2	172,4	137,8	138,8	112,8	104,7	116,2	134,1	126,9
propane	11,4	6,7	10,1	9,2	7,3	6,3	10,9	12,2	16,3	8,4
butanes	14,0	6,7	9,8	8,0	9,5	5,1	6,8	9,8	11,3	7,1
éthane	2,6	2,6	13,5	25,3	34,5	22,2	34,6	54,4	68,6	83,7
autres produits pétroliers	30,0	16,8	14,6	14,8	17,6	19,3	8,6	7,3	7,6	11,7
total	462,0	483,5	544,5	524,4	527,2	452,9	495,8	539,6	606,4	597,5
transport										
essence pour moteur	1240,6	1283,4	1328,0	1333,5	1290,3	1187,9	1150,6	1140,8	1134,5	1138,7
carburant diesel	288,1	293,3	332,5	350,1	345,1	322,9	315,4	363,9	382,9	383,0
carburéacteur - total	138,1	143,7	163,2	164,4	160,4	145,9	140,3	148,9	154,5	156,9
essence d'aviation	7,9	8,3	8,1	8,0	7,5	6,0	5,9	5,9	5,9	5,6
mazout lourd	61,6	68,1	90,4	102,0	104,7	76,4	56,2	50,1	39,7	41,6
autres	0,8	2,6	4,0	3,8	4,2	5,7	9,5	15,3	17,0	21,2
total	1737,2	1799,4	1926,1	1961,8	1912,3	1744,7	1677,9	1724,9	1734,5	1747,0
utilisation finale globale										
électricité	986,7	1032,7	1059,3	1100,7	1139,2	1128,9	1181,1	1269,4	1334,7	1389,4
pétrole	3416,7	3475,8	3618,5	3555,4	3336,5	2969,5	2781,2	2761,6	2723,7	2765,7
gaz naturel	1418,9	1505,0	1583,0	1582,4	1571,3	1623,0	1657,4	1775,4	1913,9	1856,2
charbon, coke et gaz de cokéfaction	187,6	246,6	255,2	252,8	231,4	210,6	220,8	244,5	251,0	241,2
vapeur	0,0	0,0	43,8	43,1	45,7	63,2	50,6	46,4	34,0	32,2
bois	60,4	68,5	73,5	77,5	88,1	97,1	100,0	103,0	107,9	109,0
déchets de bois	258,7	326,1	338,6	367,5	338,8	345,4	371,5	350,7	388,5	409,5
autres	138,7	64,6	94,9	105,1	111,9	103,5	122,4	155,1	184,4	182,8
total	6467,7	6719,3	7066,8	7084,7	6863,0	6541,2	6485,0	6706,2	6938,1	6986,1

Tableau A4-6

Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur - Canada et régions

(pétajoules)

Canada
scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
électricité	428,1	443,1	467,0	476,6	483,1	495,8	505,4	529,6	551,5	576,7
pétrole	273,7	256,1	245,2	236,6	232,2	225,5	221,7	216,2	205,5	195,0
gaz naturel	524,8	506,4	543,6	548,3	553,6	562,0	572,2	589,5	619,0	640,5
propane	32,4	31,0	32,4	31,9	31,5	31,8	32,1	32,8	33,4	34,4
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	109,0	105,1	110,0	112,2	112,5	115,1	116,8	121,4	130,6	135,6
autres	6,1	5,9	5,9	5,8	5,6	5,6	5,7	5,8	5,7	6,2
total	**1374,1**	**1347,5**	**1404,1**	**1411,4**	**1418,4**	**1435,9**	**1453,8**	**1495,2**	**1545,7**	**1588,3**
commercial										
électricité	325,9	337,0	343,4	345,3	351,0	355,2	360,8	372,5	392,7	414,9
pétrole	103,8	100,5	98,0	97,8	96,2	96,5	96,1	95,5	94,9	89,9
gaz naturel	386,1	370,5	389,5	397,9	406,8	416,2	427,7	453,4	480,3	505,6
propane	14,6	15,2	15,6	15,7	15,9	16,0	16,1	16,5	16,4	16,7
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	2,7	2,6	2,8	2,9	3,3	3,1	3,2	3,4	3,7	4,0
total	**833,1**	**825,8**	**849,3**	**859,6**	**873,2**	**887,0**	**903,9**	**941,2**	**988,1**	**1031,2**
industriel										
électricité	632,6	653,7	657,5	654,0	649,5	668,4	688,6	741,2	817,1	903,2
pétrole	312,8	325,8	336,2	336,9	329,4	335,7	339,1	337,2	339,9	326,0
gaz naturel	795,8	785,1	794,9	817,9	828,5	856,6	884,8	959,7	1080,0	1209,2
charbon, coke et gaz de cokéfaction	236,6	254,6	263,3	268,7	271,3	290,5	304,2	324,3	361,7	401,0
vapeur	31,6	30,1	28,4	26,8	24,7	24,0	23,1	20,9	24,7	28,5
déchets de bois	409,5	418,7	425,8	431,2	437,6	440,4	443,3	449,1	459,0	465,2
propane	13,9	13,8	13,8	13,6	13,1	13,3	13,4	13,6	13,9	13,9
butanes	1,7	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6
autres	0,0	1,4	2,8	4,2	5,6	6,4	7,2	9,5	13,9	17,2
total	**2434,4**	**2484,9**	**2524,3**	**2554,9**	**2561,1**	**2636,8**	**2705,1**	**2857,0**	**3111,7**	**3365,7**
non énergétique										
asphalte	122,7	133,4	128,7	128,2	127,7	130,2	132,4	139,2	151,7	164,6
lubrifiants et graisses	37,8	39,5	42,3	44,6	46,5	48,5	50,5	54,6	59,7	63,1
naphte	10,3	10,1	11,4	12,2	12,9	13,7	14,5	16,3	18,3	18,9
coke de pétrole	40,1	44,8	45,5	46,2	46,9	47,7	48,4	50,8	55,1	59,8
gaz naturel	148,7	159,4	159,4	159,4	165,8	165,8	165,8	173,6	181,4	181,4
pétrole	126,9	151,3	164,9	168,1	168,6	171,5	174,3	183,6	200,3	218,6
propane	8,4	13,4	21,7	21,9	22,9	23,2	23,3	24,2	25,7	27,5
butanes	7,1	4,6	4,6	4,7	6,0	6,1	6,1	6,3	6,7	7,0
éthane	83,7	85,6	85,7	93,7	93,8	93,9	94,1	138,4	139,1	139,7
autres produits pétroliers	11,7	21,0	21,5	22,1	22,6	23,2	23,8	25,7	29,5	34,0
total	**597,5**	**663,1**	**685,7**	**701,1**	**713,9**	**723,7**	**733,2**	**812,8**	**867,4**	**914,8**
transport										
essence pour moteur	1138,7	1150,9	1140,8	1132,8	1129,8	1135,5	1143,1	1174,8	1220,2	1267,9
carburant diesel	383,0	403,9	420,7	438,2	450,7	463,6	475,0	503,9	534,4	570,7
carburéacteur - total	156,9	167,1	175,4	178,0	179,3	179,7	179,8	179,6	182,5	186,0
essence d'aviation	5,6	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
mazout lourd	41,6	40,2	41,8	42,4	42,3	42,6	42,7	42,8	40,9	41,2
autres	21,2	23,5	24,7	25,9	27,0	28,2	29,4	33,0	38,9	46,6
total	**1747,0**	**1791,5**	**1809,2**	**1823,2**	**1835,0**	**1855,5**	**1875,8**	**1939,9**	**2022,7**	**2118,2**
utilisation finale globale										
électricité	1389,4	1436,7	1471,1	1479,3	1487,4	1523,5	1559,0	1648,4	1767,6	1902,5
pétrole	2765,7	2850,4	2878,2	2890,0	2891,1	2919,7	2947,1	3026,1	3138,7	3241,3
gaz naturel	1856,2	1823,9	1890,2	1927,0	1958,7	2005,3	2055,8	2183,4	2371,1	2550,2
charbon, coke et gaz de cokéfaction	241,2	258,9	267,4	272,6	275,0	294,1	307,8	327,9	364,9	404,1
vapeur	32,2	30,8	29,1	27,4	25,2	24,3	23,4	21,3	25,0	28,8
bois	109,0	105,1	110,0	112,2	112,5	115,1	116,8	121,4	130,6	135,6
déchets de bois	409,5	418,7	425,8	431,2	437,6	440,4	443,3	449,1	459,0	465,2
autres	182,8	188,2	200,7	210,4	214,3	216,5	218,5	268,8	278,5	290,3
total	**6986,1**	**7112,8**	**7272,6**	**7350,2**	**7401,7**	**7538,9**	**7671,8**	**8046,3**	**8535,5**	**9018,1**

Tableau A4-6 (suite)
Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur - Canada et régions

(pétajoules)	Canada scénario élevé									
	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
électricité	428,1	443,1	465,0	474,3	481,3	494,4	504,0	524,4	544,9	572,1
pétrole	273,7	256,1	244,3	236,3	231,8	220,8	213,3	193,8	172,2	163,9
gaz naturel	524,8	506,4	541,3	545,1	553,0	564,6	574,9	603,9	633,9	640,8
propane	32,4	31,0	32,3	31,9	31,5	31,9	32,1	32,7	33,2	33,9
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	109,0	105,1	109,5	111,4	111,9	114,2	115,4	119,3	126,9	131,3
autres	6,1	5,9	5,9	5,8	5,6	5,6	5,7	5,8	5,8	6,1
total	**1374,1**	**1347,5**	**1398,3**	**1404,7**	**1415,1**	**1431,5**	**1445,5**	**1480,0**	**1516,9**	**1548,0**
commercial										
électricité	325,9	337,0	343,4	345,3	351,7	357,7	365,5	379,4	407,0	445,3
pétrole	103,8	100,5	96,4	95,6	93,2	90,8	88,5	82,7	79,2	81,4
gaz naturel	386,1	370,5	390,7	403,5	419,0	432,8	445,2	473,8	498,9	518,6
propane	14,6	15,2	15,6	15,9	16,2	16,4	16,7	17,2	17,3	17,8
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	2,7	2,6	2,8	2,9	3,3	3,2	3,4	3,8	5,0	5,3
total	**833,1**	**825,8**	**849,0**	**863,1**	**883,4**	**901,1**	**919,3**	**956,9**	**1007,4**	**1068,4**
industriel										
électricité	632,6	653,7	664,8	676,7	699,3	725,1	762,2	835,3	961,5	1093,2
pétrole	312,8	325,8	326,4	324,5	324,0	329,2	336,2	332,1	349,0	372,2
gaz naturel	795,8	785,4	829,3	894,3	973,7	1035,1	1091,3	1270,6	1385,2	1486,9
charbon, coke et gaz de cokéfaction	236,6	254,6	264,5	276,9	290,3	310,1	328,4	397,6	544,9	632,4
vapeur	31,6	30,1	28,6	27,8	26,9	26,3	25,9	23,4	28,4	33,9
déchets de bois	409,5	418,7	425,9	432,6	440,3	443,7	447,0	454,3	466,8	475,5
propane	13,9	13,8	14,0	14,1	14,4	14,8	15,3	15,9	16,8	17,0
butanes	1,7	1,6	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	2,1	2,1
autres	0,0	1,4	2,8	4,4	6,0	6,9	7,9	10,6	15,7	20,4
total	**2434,4**	**2484,9**	**2557,9**	**2653,0**	**2776,8**	**2893,0**	**3016,1**	**3341,8**	**3770,5**	**4133,6**
non énergétique										
asphalte	122,7	133,4	130,6	132,0	134,9	138,7	142,0	152,8	172,3	185,9
lubrifiants et graisses	37,8	39,5	41,4	43,0	44,3	45,7	47,1	49,8	53,9	58,8
naphte	10,3	10,1	10,9	11,2	11,4	11,8	12,2	13,0	14,3	15,7
coke de pétrole	40,1	44,8	45,5	46,2	46,9	47,7	48,4	50,8	55,1	59,8
gaz naturel	148,7	159,4	159,4	159,4	165,8	165,8	165,8	173,6	181,4	181,4
pétrole	126,9	151,3	164,9	168,1	168,6	171,5	174,3	183,6	200,3	218,6
propane	8,4	13,4	21,7	21,9	22,9	23,2	23,3	24,2	25,7	27,6
butanes	7,1	4,6	4,6	4,7	6,0	6,1	6,1	6,3	6,7	7,0
éthane	83,7	85,6	85,7	93,7	93,8	93,9	94,1	138,4	139,1	139,7
autres produits pétroliers	11,7	21,0	21,5	22,1	22,6	23,2	23,8	25,7	29,5	34,0
total	**597,5**	**663,1**	**686,2**	**702,3**	**717,4**	**727,4**	**737,1**	**818,2**	**878,2**	**928,4**
transport										
essence pour moteur	1138,7	1150,9	1138,1	1130,9	1129,6	1135,0	1142,6	1173,9	1230,3	1284,9
carburant diesel	383,0	403,9	418,9	434,0	447,6	460,5	472,9	504,9	551,0	604,3
carburéacteur - total	156,9	167,1	172,4	175,8	177,8	179,4	181,6	186,9	191,8	202,5
essence d'aviation	5,6	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
mazout lourd	41,6	40,2	41,4	41,6	41,0	41,0	40,8	40,0	38,9	40,0
autres	21,2	23,5	25,5	27,6	29,6	31,7	33,7	39,9	50,1	60,5
total	**1747,0**	**1791,5**	**1802,2**	**1815,8**	**1831,5**	**1853,5**	**1877,5**	**1951,5**	**2068,1**	**2198,1**
utilisation finale globale										
électricité	1389,4	1436,7	1476,6	1499,9	1536,3	1581,3	1636,3	1744,7	1920,4	2119,1
pétrole	2765,7	2850,4	2858,5	2867,2	2879,8	2901,2	2929,7	2995,9	3143,7	3327,7
gaz naturel	1856,2	1823,9	1923,8	2006,2	2116,4	2204,1	2283,8	2531,1	2713,0	2845,7
charbon, coke et gaz de cokéfaction	241,2	258,9	268,6	280,7	293,9	313,8	332,1	401,2	548,2	635,5
vapeur	32,2	30,8	29,3	28,5	27,4	26,7	26,2	23,8	28,7	34,2
bois	109,0	105,1	109,5	111,4	111,9	114,2	115,4	119,3	126,9	131,3
déchets de bois	409,5	418,7	425,9	432,6	440,3	443,7	447,0	454,3	466,8	475,5
autres	182,8	188,2	201,5	212,4	218,2	221,6	225,0	278,2	293,3	307,4
total	**6986.1**	**7112,8**	**7293,7**	**7438,9**	**7624,3**	**7806,5**	**7995,5**	**8548,4**	**9241,0**	**9876,5**

Tableau A4-6 (suite)

Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur - Canada et régions

(pétajoules) — **Provinces de l'Atlantique** — **scénario bas**

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel	32,1	33,4	34,7	36,1	37,1	38,4	38,9	41,1	42,6	43,6
électricité	48,0	49,0	49,0	49,8	49,2	49,2	49,8	49,1	50,3	51,7
pétrole	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gaz naturel	1,6	1,6	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0
propane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
butanes	28,3	28,9	28,6	28,9	29,0	29,5	29,9	30,6	31,6	32,6
bois	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,8
autres	111,5	114,3	115,5	118,0	118,3	120,3	121,7	124,2	127,9	131,7
total										
commercial	20,1	20,6	21,5	22,5	23,4	24,1	24,8	26,1	28,8	31,1
électricité	31,8	33,1	32,7	32,3	32,1	32,1	31,7	31,9	32,6	32,2
pétrole	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gaz naturel	1,5	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	2,0	2,1	2,1
propane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
butanes	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6
autres	53,9	55,9	56,3	57,0	57,7	58,5	58,9	60,5	64,1	66,1
total										
industriel	45,4	46,1	48,2	49,5	50,5	53,1	54,8	57,8	63,3	65,8
électricité	57,6	64,0	64,0	62,3	61,0	61,9	61,7	61,0	64,9	69,3
pétrole	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gaz naturel	12,7	13,8	14,3	14,6	14,8	15,6	16,3	17,1	19,3	21,6
charbon, coke et gaz de cokéfaction	1,3	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
vapeur	49,4	50,1	50,6	51,3	51,9	52,0	52,0	52,2	52,5	52,2
déchets de bois	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0
propane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
butanes	0,0	0,1	0,3	0,4	0,5	0,6	0,6	0,8	1,2	1,2
autres	167,2	176,2	179,4	180,1	180,7	185,3	187,5	191,0	203,3	212,4
total										
non énergétique	10,2	10,8	11,0	11,1	11,2	11,5	11,6	11,9	12,7	13,9
asphalte	2,1	2,2	2,5	2,7	2,9	3,0	3,1	3,4	3,6	3,7
lubrifiants et graisses	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4
naphte	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
coke de pétrole	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gaz naturel	2,7	4,0	1,2	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
pétrole	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
propane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
éthane	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
autres produits pétroliers	15,3	17,3	15,1	15,8	16,0	16,5	16,7	17,3	18,4	19,7
total										
transport	93,8	96,1	95,9	95,8	96,2	96,8	97,5	99,2	101,1	104,1
essence pour moteur	38,5	42,1	45,5	48,8	51,3	53,4	55,2	59,8	64,6	69,8
carburant diesel	16,5	17,7	18,5	18,6	18,5	18,5	18,3	18,0	17,7	18,0
carburéacteur - total	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
essence d'aviation	6,3	7,5	7,8	7,9	7,9	7,8	7,8	7,6	6,9	6,5
mazout lourd	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6
autres	155,9	164,2	168,5	171,9	174,8	177,5	179,8	185,5	191,2	199,4
total										
utilisation finale globale	97,6	100,1	104,4	108,0	110,9	115,6	118,4	125,0	134,7	140,5
électricité	308,2	327,3	328,7	331,7	332,6	336,6	339,2	344,3	356,9	371,8
pétrole	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gaz naturel	14,3	15,3	15,8	16,1	16,3	17,1	17,8	18,6	20,6	22,9
charbon, coke et gaz de cokéfaction	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2
vapeur	28,3	28,9	28,6	28,9	29,0	29,5	29,9	30,6	31,6	32,6
bois	49,4	50,1	50,6	51,3	51,9	52,0	52,0	52,2	52,5	52,2
déchets de bois	4,6	4,9	5,2	5,5	5,7	5,9	6,0	6,4	7,3	8,0
autres	503,9	528,0	534,7	542,8	547,6	557,9	564,7	578,4	605,0	629,2
total										

Tableau A4-6 (suite)
Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur - Canada et régions

(pétajoules)	Provinces de l'Atlantique									
	scénario élevé									
	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
électricité	32,1	33,4	34,5	35,6	36,7	38,0	38,7	42,3	45,3	47,2
pétrole	48,0	49,0	48,6	49,2	48,8	48,2	48,3	45,6	44,6	45,2
gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
propane	1,6	1,6	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	28,3	28,9	28,4	28,5	28,6	29,0	29,3	30,1	31,1	32,2
autres	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	1,4	1,4	1,3	1,8
total	**111,5**	**114,3**	**114,6**	**116,4**	**117,2**	**118,4**	**119,4**	**121,2**	**124,2**	**128,4**
commercial										
électricité	20,1	20,6	21,5	22,5	23,4	24,4	25,5	28,2	32,2	35,9
pétrole	31,8	33,1	32,4	31,8	31,4	31,0	30,4	30,0	30,3	30,6
gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
propane	1,5	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	2,0	2,2	2,2
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,7	0,7
total	**53,9**	**55,9**	**56,1**	**56,5**	**57,1**	**57,7**	**58,2**	**60,8**	**65,3**	**69,4**
industriel										
électricité	45,4	46,1	49,9	53,4	57,5	61,8	65,6	74,8	86,7	91,5
pétrole	57,6	64,0	65,2	65,3	66,4	67,7	68,6	70,4	78,1	89,3
gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
charbon, coke et gaz de cokéfaction	11,8	13,8	14,4	15,1	15,9	16,6	17,5	19,1	22,6	25,8
vapeur	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5
déchets de bois	49,4	50,1	50,8	51,5	52,3	52,4	52,6	53,0	53,8	54,0
propane	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,8	0,1	0,3	0,4	0,6	0,7	0,7	1,0	1,5	1,7
total	**167,2**	**176,2**	**182,7**	**187,9**	**194,9**	**201,6**	**207,5**	**220,8**	**245,5**	**265,0**
non énergétique										
asphalte	10,2	10,8	11,0	11,3	11,5	11,7	12,0	12,8	14,1	15,7
lubrifiants et graisses	2,1	2,2	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,1	3,2	3,4
naphte	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
coke de pétrole	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
pétrole	2,7	4,0	1,2	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
propane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres produits pétroliers	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
total	**15,3**	**17,3**	**15,0**	**15,8**	**16,2**	**16,5**	**16,8**	**17,8**	**19,3**	**21,2**
transport										
essence pour moteur	93,8	96,1	95,6	95,6	96,1	96,7	97,2	99,2	103,0	107,1
carburant diesel	38,5	42,1	45,2	48,2	50,8	53,0	55,0	60,2	67,3	74,4
carburéacteur - total	16,5	17,7	18,1	18,3	18,4	18,4	18,5	18,7	18,6	19,6
essence d'aviation	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
mazout lourd	6,3	7,5	7,7	7,8	7,6	7,6	7,5	7,1	6,6	6,3
autres	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,7	0,8
total	**155,9**	**164,2**	**167,6**	**170,8**	**173,8**	**176,5**	**179,1**	**186,3**	**196,6**	**208,8**
utilisation finale globale										
électricité	97,6	100,1	105,9	111,5	117,6	124,2	129,8	145,2	164,1	174,6
pétrole	308,2	327,3	328,3	332,5	336,0	339,5	342,7	349,5	368,2	394,2
gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
charbon, coke et gaz de cokéfaction	11,8	15,3	15,9	16,6	17,3	18,1	19,0	20,5	23,9	27,1
vapeur	1,4	1,4	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6
bois	28,3	28,9	28,4	28,5	28,6	29,0	29,3	30,1	31,1	32,2
déchets de bois	49,4	50,1	50,8	51,5	52,3	52,4	52,6	53,0	53,8	54,0
autres	327,2	4,9	5,2	5,5	5,8	6,1	6,3	6,9	8,2	9,1
total	**503,9**	**528,0**	**535,9**	**547,5**	**559,1**	**570,8**	**581,2**	**606,9**	**651,0**	**692,8**

Tableau A4-6 (suite)

Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur - Canada et régions

(pétajoules)	Québec scénario bas									
	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
électricité	155,3	161,4	170,5	176,5	179,1	184,4	189,7	203,4	219,5	231,8
pétrole	86,1	76,8	69,8	65,3	64,2	61,8	59,1	51,3	41,2	33,6
gaz naturel	28,1	28,8	30,4	31,4	32,5	33,1	33,6	33,9	33,2	32,8
propane	3,4	3,3	3,5	3,6	3,6	3,7	3,7	3,9	4,0	4,1
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	37,1	34,6	37,3	39,7	40,3	41,2	41,9	43,8	45,9	47,8
autres	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6
total	**310,5**	**305,3**	**311,9**	**317,0**	**320,2**	**324,7**	**328,7**	**336,8**	**344,5**	**350,8**
commercial										
électricité	88,8	92,5	92,6	92,3	94,0	95,6	97,2	100,4	105,4	109,0
pétrole	28,6	25,7	24,8	25,9	25,7	25,9	26,1	25,6	24,4	22,6
gaz naturel	49,5	47,7	52,2	55,6	57,7	59,6	62,0	68,2	73,5	76,1
propane	2,3	2,9	2,9	3,0	3,0	3,1	3,2	3,3	3,5	3,5
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7
total	**169,4**	**169,0**	**172,9**	**177,1**	**180,9**	**184,7**	**189,0**	**198,1**	**207,4**	**212,0**
industriel										
électricité	257,2	267,5	265,6	258,3	256,8	262,0	268,3	287,5	307,9	334,9
pétrole	64,4	60,3	69,2	74,5	75,9	78,4	79,7	75,9	75,2	65,4
gaz naturel	108,7	121,9	124,8	130,0	135,8	143,0	149,9	164,9	179,7	188,7
charbon, coke et gaz de cokéfaction	22,5	23,4	23,6	23,5	23,4	23,9	24,3	24,7	24,6	24,0
vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
déchets de bois	69,8	70,9	71,7	72,6	73,5	73,6	73,7	74,0	74,7	74,3
propane	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,3	2,3
butanes	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
autres	0,0	0,4	0,9	1,3	1,8	2,1	2,5	3,5	5,4	5,7
total	**525,1**	**547,0**	**558,4**	**562,8**	**569,7**	**585,6**	**601,0**	**633,3**	**670,2**	**695,6**
non énergétique										
asphalte	29,4	36,1	31,9	32,2	32,8	33,8	34,5	36,5	38,3	39,9
lubrifiants et graisses	5,4	6,2	6,6	7,1	7,6	8,0	8,3	9,1	9,7	10,0
naphte	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,9	2,2	2,6	2,7
coke de pétrole	21,3	26,4	26,7	27,1	27,4	27,7	28,1	29,1	30,9	32,8
gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
pétrole	7,3	29,7	33,7	34,3	32,5	33,2	33,8	35,9	39,7	43,8
propane	0,5	0,2	0,2	0,2	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,1
butanes	3,9	1,4	1,4	1,5	2,6	2,9	2,9	3,1	3,5	3,8
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres produits pétroliers	1,1	8,2	8,6	9,0	9,4	9,8	10,2	11,6	14,4	17,9
total	**70,0**	**109,5**	**110,4**	**112,9**	**115,0**	**118,0**	**120,6**	**128,4**	**140,0**	**151,9**
transport										
essence pour moteur	235,9	237,5	235,5	234,5	234,9	238,0	241,5	254,2	267,6	275,4
carburant diesel	70,2	72,9	76,9	80,7	83,6	86,6	89,5	97,1	104,9	112,5
carburéacteur - total	30,5	34,2	36,0	36,7	37,1	37,3	37,4	37,6	38,6	39,4
essence d'aviation	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
mazout lourd	20,3	17,7	18,5	18,9	18,9	19,1	19,3	19,8	19,6	20,6
autres	2,7	3,1	3,4	3,6	3,9	4,2	4,5	5,4	6,9	8,7
total	**360,4**	**366,2**	**371,0**	**375,1**	**379,1**	**386,0**	**392,9**	**414,9**	**438,3**	**457,4**
utilisation finale globale										
électricité	502,4	522,6	529,9	528,4	531,2	543,5	556,8	593,2	635,1	678,5
pétrole	602,4	633,8	640,4	648,4	652,2	662,1	670,1	686,6	707,7	717,2
gaz naturel	186,7	199,0	208,1	217,9	227,0	236,8	246,8	268,7	288,8	300,5
charbon, coke et gaz de cokéfaction	22,5	23,4	23,6	23,5	23,4	23,9	24,3	24,7	24,6	24,0
vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	37,1	34,6	37,3	39,7	40,3	41,2	41,9	43,8	45,9	47,8
déchets de bois	69,8	70,9	71,7	72,6	73,5	73,6	73,7	74,0	74,7	74,3
autres	14,4	12,8	13,7	14,5	17,3	17,9	18,6	20,5	23,6	25,3
total	**1435,4**	**1496,9**	**1524,7**	**1544,9**	**1564,9**	**1598,9**	**1632,2**	**1711,6**	**1800,3**	**1867,6**

Tableau A4-6 (suite)
Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur - Canada et régions

(pétajoules)	Québec scénario élevé									
	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
électricité	155,3	161,4	169,8	175,2	177,9	183,0	187,9	200,9	213,7	226,3
pétrole	86,1	76,8	70,0	65,3	64,2	61,1	57,7	47,3	33,2	26,1
gaz naturel	28,1	28,8	29,7	30,8	32,3	33,0	33,5	34,4	35,1	32,7
propane	3,4	3,3	3,5	3,5	3,6	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	37,1	34,6	37,1	39,4	40,1	40,8	41,4	42,9	44,2	45,9
autres	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6
total	**310,5**	**305,3**	**310,6**	**314,7**	**318,6**	**322,1**	**324,8**	**329,9**	**330,6**	**335,6**
commercial										
électricité	88,8	92,5	92,6	91,6	92,7	94,4	96,5	102,3	110,4	119,7
pétrole	28,6	25,7	24,0	25,0	24,7	24,0	23,3	20,3	18,5	19,0
gaz naturel	49,5	47,7	52,6	56,7	60,0	62,6	64,9	71,1	73,6	71,9
propane	2,3	2,9	2,9	3,0	3,0	3,1	3,2	3,3	3,5	3,7
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,7	1,0	1,1
total	**169,4**	**169,0**	**172,4**	**176,7**	**180,9**	**184,5**	**188,5**	**197,6**	**207,0**	**215,4**
industriel										
électricité	257,2	267,5	266,2	265,1	272,6	277,8	287,8	310,8	349,9	399,8
pétrole	64,4	60,3	64,7	68,0	69,3	69,7	70,5	63,3	66,0	70,2
gaz naturel	108,7	121,9	130,5	143,8	157,5	166,7	176,3	195,3	218,3	225,8
charbon, coke et gaz de cokéfaction	22,5	23,4	23,7	24,2	25,0	25,4	26,1	26,7	27,9	28,4
vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
déchets de bois	69,8	70,9	71,9	72,9	73,9	74,1	74,4	75,0	76,3	76,5
propane	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,7
butanes	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
autres	0,0	0,4	0,9	1,4	1,9	2,3	2,7	3,8	6,1	6,7
total	**525,1**	**547,0**	**560,6**	**578,0**	**602,9**	**618,7**	**640,7**	**678,0**	**747,6**	**810,5**
non énergétique										
asphalte	29,4	36,1	31,7	32,5	33,1	33,7	34,7	36,6	39,8	43,5
lubrifiants et graisses	5,4	6,2	6,4	6,8	7,2	7,4	7,6	8,0	8,4	9,0
naphte	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5	1,6	1,8
coke de pétrole	21,3	26,4	26,7	27,1	27,4	27,7	28,1	29,1	30,9	32,8
gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
pétrole	7,3	29,7	33,7	34,3	32,5	33,2	33,8	35,9	39,7	43,8
propane	0,5	0,2	0,2	0,2	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,1
butanes	3,9	1,4	1,4	1,5	2,8	2,9	2,9	3,1	3,5	3,8
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres produits pétroliers	1,1	8,2	8,6	9,0	9,4	9,8	10,2	11,6	14,4	17,9
total	**70,0**	**109,5**	**110,0**	**112,7**	**114,7**	**117,0**	**119,6**	**126,8**	**139,3**	**153,6**
transport										
essence pour moteur	235,9	237,5	234,6	233,5	233,9	236,3	239,2	249,9	263,2	272,4
carburant diesel	70,2	72,9	76,5	79,8	82,7	85,6	88,6	96,4	106,8	117,4
carburéacteur - total	30,5	34,2	35,4	36,2	36,8	37,2	37,7	39,1	40,6	42,9
essence d'aviation	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
mazout lourd	20,3	17,7	18,3	18,5	18,3	18,4	18,5	18,5	18,7	20,0
autres	2,7	3,1	3,5	3,9	4,3	4,7	5,2	6,4	8,5	11,0
total	**360,4**	**366,2**	**369,1**	**372,7**	**376,8**	**383,1**	**389,9**	**411,1**	**438,6**	**464,4**
utilisation finale globale										
électricité	502,4	522,6	529,9	533,2	544,7	556,8	574,0	616,0	676,5	748,8
pétrole	602,4	633,8	632,7	638,2	641,7	646,4	652,1	658,3	682,5	717,4
gaz naturel	186,7	199,0	213,6	232,3	250,9	263,5	276,3	302,9	330,0	334,4
charbon, coke et gaz de cokéfaction	22,5	23,4	23,7	24,2	25,0	25,4	26,1	26,7	27,9	28,4
vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	37,1	34,6	37,1	39,4	40,1	40,8	41,4	42,9	44,2	45,9
déchets de bois	69,8	70,9	71,9	72,9	73,9	74,1	74,4	75,0	76,3	76,5
autres	14,4	12,8	13,8	14,7	17,7	18,4	19,2	21,5	25,6	28,1
total	**1435,4**	**1496,9**	**1522,6**	**1554,9**	**1593,9**	**1625,5**	**1663,5**	**1743,4**	**1863,1**	**1979,5**

Tableau A4-6 (suite)

Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur - Canada et régions

(pétajoules)	Ontario scénario bas									
	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
électricité	140,4	144,9	151,9	154,1	156,8	161,5	164,1	169,4	170,1	176,2
pétrole	75,7	66,9	61,5	57,8	55,5	52,0	50,4	52,3	50,6	45,6
gaz naturel	237,5	232,6	245,3	247,8	251,2	257,0	264,0	273,5	289,1	295,1
propane	11,7	11,4	11,9	11,9	11,9	12,2	12,4	12,8	13,2	13,4
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	24,6	24,2	24,7	24,6	24,6	25,2	25,8	27,2	33,0	33,6
autres	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
total	**490,6**	**480,6**	**496,0**	**496,9**	**500,9**	**508,7**	**517,5**	**536,1**	**556,8**	**564,7**
commercial										
électricité	124,8	128,6	133,0	134,1	136,7	138,3	140,9	145,3	150,5	159,8
pétrole	21,3	19,8	19,0	18,6	18,1	18,0	17,9	17,2	17,2	14,6
gaz naturel	169,4	165,8	171,7	174,3	178,2	183,5	189,4	200,3	212,8	225,2
propane	2,5	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,6	2,5	2,4
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	1,0	1,1	1,3	1,4	1,5	1,6	1,6	1,8	1,9	2,1
total	**319,0**	**317,9**	**327,6**	**331,1**	**337,3**	**344,1**	**352,5**	**367,2**	**384,9**	**404,0**
industriel										
électricité	160,7	165,9	167,6	169,8	168,5	177,7	187,0	204,3	224,0	240,9
pétrole	72,8	78,5	80,2	82,1	81,6	85,9	89,7	93,4	89,2	78,3
gaz naturel	300,8	294,7	296,2	296,0	290,9	304,7	319,2	347,6	386,3	424,7
charbon, coke et gaz de cokéfaction	189,5	204,6	211,7	216,5	218,5	230,1	240,8	252,9	284,4	317,7
vapeur	30,2	28,7	27,2	25,5	23,4	22,7	21,8	19,7	23,4	27,2
déchets de bois	71,1	71,8	72,2	72,8	73,4	73,5	73,6	74,0	74,5	74,1
propane	3,2	3,2	3,2	3,2	3,1	3,2	3,4	3,5	3,6	3,7
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
autres	0,0	0,6	1,3	1,9	2,6	2,8	3,0	3,6	4,6	7,1
total	**828,3**	**848,0**	**859,7**	**867,9**	**862,1**	**900,7**	**938,6**	**999,1**	**1090,2**	**1173,8**
non énergétique										
asphalte	34,9	38,3	37,8	38,3	38,4	39,4	40,5	42,2	45,3	48,5
lubrifiants et graisses	19,2	19,2	20,8	21,7	22,5	23,5	24,7	27,0	30,2	32,4
naphte	7,3	6,8	8,1	8,7	9,2	9,7	10,3	11,5	12,9	13,3
coke de pétrole	9,6	9,2	9,3	9,4	9,5	9,6	9,7	10,1	10,7	11,4
gaz naturel	29,4	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2
pétrole	107,7	101,0	118,3	120,5	122,8	125,0	127,2	134,4	147,3	161,5
propane	7,9	13,2	21,5	21,7	22,0	22,3	22,4	23,3	24,7	26,5
butanes	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
éthane	4,7	6,7	6,8	6,9	7,0	7,1	7,3	7,7	8,4	9,0
autres produits pétroliers	7,3	4,5	4,5	4,5	4,6	4,6	4,7	4,8	5,1	5,3
total	**228,3**	**224,1**	**252,3**	**256,9**	**261,2**	**266,5**	**272,0**	**286,2**	**309,8**	**333,0**
transport										
essence pour moteur	415,9	424,2	428,8	433,2	438,7	448,1	457,6	484,2	509,5	527,9
carburant diesel	115,5	122,1	128,4	134,9	139,9	145,4	150,2	161,7	173,9	185,5
carburéacteur - total	51,1	53,5	56,3	57,4	58,1	58,4	58,6	59,0	60,8	62,0
essence d'aviation	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
mazout lourd	10,1	9,5	9,5	9,2	8,7	8,7	8,7	8,4	7,6	7,0
autres	8,9	9,6	10,1	10,6	11,1	11,6	12,0	13,5	15,9	18,8
total	**603,0**	**620,4**	**634,7**	**646,8**	**658,1**	**673,6**	**688,5**	**728,3**	**769,1**	**802,5**
utilisation finale globale										
électricité	427,2	440,7	454,0	459,6	463,9	479,5	494,1	521,6	547,9	580,9
pétrole	950,0	954,9	984,1	997,8	1009,2	1029,8	1051,5	1107,7	1161,7	1194,6
gaz naturel	737,3	718,8	739,1	744,3	746,7	771,8	799,5	848,9	916,6	974,4
charbon, coke et gaz de cokéfaction	189,5	204,6	211,7	216,5	218,5	230,1	240,8	252,9	284,4	317,7
vapeur	30,2	28,9	27,3	25,7	23,6	22,9	22,0	19,9	23,6	27,4
bois	24,6	24,2	24,7	24,6	24,6	25,2	25,8	27,2	33,0	33,6
déchets de bois	71,1	71,8	72,2	72,8	73,4	73,5	73,6	74,0	74,5	74,1
autres	39,3	47,1	57,0	58,2	59,6	60,7	61,7	64,7	69,1	75,4
total	**2469,2**	**2491,0**	**2570,3**	**2599,7**	**2619,5**	**2693,6**	**2769,1**	**2916,9**	**3110,9**	**3278,1**

Tableau A4-6 (suite)
Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur - Canada et régions

(pétajoules)

Ontario

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
électricité	140,4	144,9	151,1	153,3	156,2	161,0	164,5	165,3	164,9	174,7
pétrole	75,7	66,9	61,8	58,2	55,7	50,4	46,8	41,9	34,5	28,6
gaz naturel	237,5	232,6	242,7	245,3	249,4	256,1	261,7	277,0	290,1	295,4
propane	11,7	11,4	11,8	11,8	11,9	12,1	12,3	12,5	12,7	13,0
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	24,6	24,2	24,6	24,5	24,5	25,1	25,6	26,6	31,8	32,5
autres	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
total	**490,6**	**480,6**	**492,6**	**493,8**	**498,5**	**505,5**	**511,7**	**524,1**	**534,7**	**545,0**
commercial										
électricité	124,8	128,6	132,6	133,3	136,1	137,9	140,8	140,9	144,8	160,8
pétrole	21,3	19,8	18,6	17,8	16,6	15,8	15,3	13,5	12,0	12,6
gaz naturel	169,4	165,8	171,9	176,2	182,8	189,1	195,4	207,9	218,7	229,6
propane	2,5	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,5	2,4	2,4
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	1,0	1,1	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,9	2,6	2,8
total	**319,0**	**317,9**	**327,0**	**331,4**	**339,8**	**347,2**	**355,8**	**366,7**	**380,5**	**408,2**
industriel										
électricité	160,7	165,9	168,1	175,4	183,0	194,7	209,8	227,1	255,8	285,6
pétrole	72,8	78,5	75,0	74,6	75,0	77,2	81,0	78,8	73,9	75,6
gaz naturel	300,8	294,7	304,0	319,0	331,8	352,1	376,7	410,8	469,5	519,6
charbon, coke et gaz de cokéfaction	189,5	204,6	212,7	222,9	233,8	244,8	258,6	279,8	329,8	374,0
vapeur	30,2	28,7	27,3	26,5	25,5	24,9	24,4	21,9	26,8	32,2
déchets de bois	71,1	71,8	72,5	73,1	73,8	74,1	74,3	75,0	76,1	76,3
propane	3,2	3,2	3,2	3,3	3,4	3,6	3,8	3,9	4,2	4,4
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
autres	0,0	0,6	1,3	2,0	2,8	3,1	3,4	4,0	5,3	8,4
total	**828,3**	**848,0**	**884,2**	**896,9**	**929,1**	**974,5**	**1032,1**	**1101,4**	**1241,4**	**1376,2**
non énergétique										
asphalte	34,9	38,3	37,5	38,4	39,2	40,4	41,7	44,0	48,8	54,4
lubrifiants et graisses	19,2	19,2	20,4	20,9	21,4	22,2	23,1	24,7	27,6	30,7
naphte	7,3	6,8	7,8	8,0	8,1	8,4	8,7	9,3	10,3	11,4
coke de pétrole	9,6	9,2	9,3	9,4	9,5	9,6	9,7	10,1	10,7	11,4
gaz naturel	29,4	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2
pétrole	107,7	101,0	118,3	120,5	122,8	125,0	127,2	134,4	147,3	161,5
propane	7,9	13,2	21,5	21,7	22,0	22,3	22,4	23,3	24,7	26,5
butanes	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
éthane	4,7	6,7	6,8	6,9	7,0	7,1	7,3	7,7	8,4	9,0
autres produits pétroliers	7,3	4,5	4,5	4,5	4,6	4,6	4,7	4,8	5,1	5,3
total	**228,3**	**224,1**	**251,3**	**255,5**	**259,9**	**264,8**	**270,0**	**283,5**	**308,1**	**335,3**
transport										
essence pour moteur	415,9	424,2	427,3	431,8	437,8	446,8	456,0	481,9	513,0	539,4
carburant diesel	115,5	122,1	127,7	133,3	138,8	144,3	149,5	162,4	180,8	198,9
carburéacteur - total	51,1	53,5	55,4	56,7	57,6	58,3	59,2	61,4	63,9	67,5
essence d'aviation	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
mazout lourd	10,1	9,5	9,4	9,0	8,5	8,4	8,3	7,9	7,3	6,8
autres	8,9	9,6	10,5	11,3	12,1	12,9	13,7	16,2	20,3	24,1
total	**603,0**	**620,4**	**631,7**	**643,6**	**656,3**	**672,1**	**688,2**	**731,2**	**786,8**	**838,1**
utilisation finale globale										
électricité	427,2	440,7	453,3	463,7	477,2	495,8	517,3	536,0	569,2	625,5
pétrole	950,0	954,9	974,5	984,6	997,1	1012,8	1032,6	1076,5	1136,6	1205,4
gaz naturel	737,3	718,8	744,7	766,8	790,6	824,2	861,0	923,8	1007,8	1075,4
charbon, coke et gaz de cokéfaction	189,5	204,6	212,7	222,9	233,8	244,8	258,6	279,8	329,8	374,0
vapeur	30,2	28,9	27,5	26,7	25,7	25,1	24,6	22,0	26,9	32,4
bois	24,6	24,2	24,6	24,5	24,5	25,1	25,6	26,6	31,8	32,5
déchets de bois	71,1	71,8	72,5	73,1	73,8	74,1	74,3	75,0	76,1	76,3
autres	39,3	47,1	57,2	58,8	60,8	62,2	63,7	67,2	73,5	81,2
total	**2469,2**	**2491,0**	**2566,8**	**2621,3**	**2683,6**	**2764,1**	**2857,8**	**3007,0**	**3251,6**	**3502,7**

Tableau A4-6 (suite)

Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur - Canada et régions

(pétajoules)	Manitoba scénario bas									
	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
électricité	21,7	22,4	24,3	24,6	24,8	25,1	25,3	25,6	26,9	27,7
pétrole	8,1	8,3	8,4	8,4	8,3	8,2	8,3	8,4	7,7	7,7
gaz naturel	24,9	21,3	24,0	24,2	24,5	25,0	25,2	26,0	27,9	28,6
propane	1,4	1,2	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,2
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	2,7	2,4	2,5	2,4	2,2	2,3	2,3	2,3	2,2	2,1
autres	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
total	**59,2**	**55,9**	**60,8**	**61,2**	**61,4**	**62,1**	**62,6**	**63,8**	**66,2**	**67,7**
commercial										
électricité	12,6	13,0	13,3	13,4	13,7	13,9	14,0	14,4	14,9	15,3
pétrole	2,1	2,1	2,1	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,6	1,4
gaz naturel	26,3	22,5	25,9	26,2	26,9	27,5	28,1	29,5	30,7	32,2
propane	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,9	0,8	0,8	0,7	0,6	0,4	0,3	0,3	0,2	0,1
total	**42,3**	**38,7**	**42,4**	**42,6**	**43,4**	**44,0**	**44,7**	**46,3**	**47,7**	**49,3**
industriel										
électricité	14,5	14,9	15,4	15,5	15,4	15,8	16,2	17,9	20,2	25,7
pétrole	6,4	6,4	6,6	6,7	6,7	6,8	6,9	7,2	7,1	7,1
gaz naturel	17,2	14,7	15,3	15,9	16,1	16,8	17,3	19,2	21,5	26,5
charbon, coke et gaz de cokéfaction	2,2	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,3	2,4	2,6	3,1
vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
déchets de bois	12,2	12,5	12,7	13,0	13,3	13,3	13,3	13,3	13,4	13,3
propane	1,0	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4	0,6
total	**53,4**	**51,5**	**53,2**	**54,4**	**54,7**	**56,0**	**57,2**	**61,3**	**66,1**	**77,3**
non énergétique										
asphalte	2,1	2,8	2,9	2,9	2,9	3,0	3,0	3,1	3,3	3,7
lubrifiants et graisses	1,3	1,4	1,4	1,5	1,6	1,7	1,7	1,9	2,0	2,1
naphte	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4
coke de pétrole	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gaz naturel	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
pétrole	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
propane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres produits pétroliers	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
total	**8,5**	**9,6**	**9,7**	**9,8**	**9,9**	**10,0**	**10,1**	**10,4**	**10,8**	**11,3**
transport										
essence pour moteur	50,2	49,8	48,5	47,4	46,6	46,0	45,6	45,3	46,1	48,5
carburant diesel	21,4	23,0	24,0	25,3	26,1	27,1	27,9	30,3	33,0	35,6
carburéacteur - total	6,5	6,6	6,9	6,9	7,0	7,0	7,0	6,9	7,0	7,1
essence d'aviation	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
mazout lourd	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,2	1,5
total	**79,5**	**80,9**	**80,9**	**81,2**	**81,2**	**81,7**	**82,2**	**84,2**	**88,0**	**93,3**
utilisation finale globale										
électricité	48,8	50,3	53,1	53,5	53,8	54,8	55,6	58,0	61,9	68,9
pétrole	99,0	101,5	101,8	102,3	102,1	102,8	103,5	106,1	109,1	114,5
gaz naturel	73,2	63,3	70,1	71,2	72,5	74,2	75,6	79,8	85,2	92,4
charbon, coke et gaz de cokéfaction	2,7	2,5	2,6	2,6	2,5	2,6	2,6	2,7	2,8	3,2
vapeur	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	2,7	2,4	2,5	2,4	2,2	2,3	2,3	2,3	2,2	2,1
déchets de bois	12,2	12,5	12,7	13,0	13,3	13,3	13,3	13,3	13,4	13,3
autres	3,9	3,7	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	4,1	4,6
total	**242,9**	**236,6**	**247,0**	**249,1**	**250,6**	**253,8**	**256,7**	**266,0**	**278,8**	**299,0**

Tableau A4-6 (suite)
Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur - Canada et régions

(pétajoules)	Manitoba scénario élevé									
	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
électricité	21,7	22,4	24,3	24,9	25,0	25,3	25,4	25,8	26,1	26,5
pétrole	8,1	8,3	8,4	8,5	8,3	8,1	8,0	7,6	7,3	7,5
gaz naturel	24,9	21,3	23,8	24,1	24,6	25,2	25,7	27,2	28,0	27,4
propane	1,4	1,2	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	2,7	2,4	2,5	2,4	2,2	2,3	2,3	2,3	2,2	2,0
autres	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
total	**59,2**	**55,9**	**60,7**	**61,5**	**61,8**	**62,4**	**62,9**	**64,3**	**65,0**	**64,8**
commercial										
électricité	12,6	13,0	13,3	13,3	13,6	13,8	14,0	14,4	15,3	16,5
pétrole	2,1	2,1	2,1	2,0	1,8	1,7	1,6	1,4	1,4	1,5
gaz naturel	26,3	22,5	25,9	26,4	27,3	28,1	28,8	30,0	31,5	32,8
propane	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,9	0,8	0,8	0,7	0,6	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2
total	**42,3**	**38,7**	**42,4**	**42,7**	**43,7**	**44,4**	**45,2**	**46,5**	**48,7**	**51,3**
industriel										
électricité	14,5	14,9	15,6	15,7	15,8	15,9	16,6	18,8	22,7	28,8
pétrole	6,4	6,4	6,3	6,2	6,1	6,1	6,3	6,5	6,7	7,7
gaz naturel	17,2	14,7	15,9	17,2	18,1	18,7	19,9	22,8	25,9	29,3
charbon, coke et gaz de cokéfaction	2,2	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,7	3,0	3,5
vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
déchets de bois	12,2	12,5	12,8	13,0	13,3	13,4	13,4	13,5	13,7	13,7
propane	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4	0,6
total	**53,4**	**51,5**	**53,7**	**55,5**	**56,8**	**57,5**	**59,8**	**65,7**	**73,6**	**84,9**
non énergétique										
asphalte	2,1	2,8	2,9	2,9	2,9	3,0	3,0	3,2	3,5	3,9
lubrifiants et graisses	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8
naphte	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
coke de pétrole	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gaz naturel	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
pétrole	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
propane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres produits pétroliers	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
total	**8,5**	**9,6**	**9,6**	**9,7**	**9,8**	**9,9**	**10,0**	**10,2**	**10,7**	**11,2**
transport										
essence pour moteur	50,2	49,8	48,4	47,2	46,3	45,6	45,1	44,4	45,2	47,3
carburant diesel	21,4	23,0	23,8	24,9	25,8	26,7	27,6	30,0	33,3	36,7
carburéacteur - total	6,5	6,6	6,8	6,9	6,9	7,0	7,0	7,2	7,3	7,7
essence d'aviation	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
mazout lourd	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,3	1,5	1,9
total	**79,5**	**80,9**	**80,6**	**80,6**	**80,8**	**81,1**	**81,6**	**83,6**	**88,1**	**94,4**
utilisation finale globale										
électricité	48,8	50,3	53,2	53,9	54,4	55,0	56,1	59,0	64,1	71,8
pétrole	99,0	101,5	101,2	101,1	100,9	100,9	101,4	103,2	107,7	115,5
gaz naturel	73,2	63,3	70,5	72,6	75,0	77,1	79,3	85,0	90,5	94,9
charbon, coke et gaz de cokéfaction	2,7	2,5	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7	2,9	3,2	3,6
vapeur	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	2,7	2,4	2,5	2,4	2,2	2,3	2,3	2,3	2,2	2,0
déchets de bois	12,2	12,5	12,8	13,0	13,3	13,4	13,4	13,5	13,7	13,7
autres	3,9	3,7	3,9	4,0	4,0	4,1	4,1	4,2	4,5	5,1
total	**242,9**	**236,6**	**247,0**	**250,0**	**252,9**	**255,3**	**259,4**	**270,3**	**286,0**	**306,6**

Tableau A4-6 (suite)

Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur - Canada et régions

(pétajoules)

Saskatchewan

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
électricité	14,0	14,7	16,2	16,3	16,0	16,1	16,3	16,6	18,1	19,0
pétrole	21,1	20,4	20,9	20,2	20,2	20,1	20,2	21,1	22,1	22,8
gaz naturel	37,4	34,4	37,7	39,3	39,5	40,0	40,4	41,7	42,9	45,8
propane	1,7	1,6	1,5	1,4	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	2,2	1,7	2,0	1,9	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8
autres	1,2	1,1	0,9	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
total	**77,8**	**73,8**	**79,2**	**79,8**	**79,2**	**79,8**	**80,4**	**83,1**	**86,8**	**92,3**
commercial										
électricité	10,0	10,5	10,6	10,5	10,5	10,4	10,5	10,7	11,3	11,8
pétrole	1,8	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
gaz naturel	23,5	22,5	24,1	24,9	25,3	25,8	26,4	28,0	29,4	31,1
propane	1,0	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,3
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	**36,3**	**35,6**	**37,4**	**38,1**	**38,5**	**38,9**	**39,5**	**41,4**	**43,4**	**45,7**
industriel										
électricité	11,3	11,9	13,0	12,8	12,7	13,2	13,6	15,5	18,4	21,5
pétrole	12,0	11,9	12,4	12,0	11,8	12,1	12,3	13,3	14,4	15,1
gaz naturel	33,5	33,4	34,9	33,8	33,0	33,8	34,5	38,5	44,9	51,9
charbon, coke et gaz de cokéfaction	3,7	3,6	3,8	3,6	3,5	3,5	3,5	3,7	3,9	4,0
vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
déchets de bois	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,6	3,6	3,7	3,9	3,9
propane	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,6
total	**65,1**	**65,3**	**68,7**	**67,0**	**65,8**	**67,4**	**68,7**	**76,1**	**86,9**	**98,0**
non énergétique										
asphalte	5,7	7,1	7,3	7,1	7,0	7,1	7,3	8,2	8,9	10,1
lubrifiants et graisses	1,9	1,8	2,1	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,7	2,8
naphte	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
coke de pétrole	2,1	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,7	3,0	3,3
gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
pétrole	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
propane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres produits pétroliers	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
total	**10,2**	**11,4**	**11,9**	**11,8**	**11,8**	**12,0**	**12,4**	**13,6**	**14,7**	**16,5**
transport										
essence pour moteur	64,9	64,0	61,0	58,6	56,8	55,6	54,6	53,2	54,7	59,4
carburant diesel	20,3	20,6	20,9	21,3	21,5	21,8	21,9	22,4	23,1	25,0
carburéacteur - total	2,9	2,9	3,0	2,9	2,9	2,8	2,7	2,6	2,3	2,3
essence d'aviation	0,3	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
mazout lourd	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,4
total	**89,3**	**88,7**	**86,1**	**84,1**	**82,5**	**81,4**	**80,5**	**79,5**	**81,6**	**88,4**
utilisation finale globale										
électricité	35,3	37,0	39,8	39,6	39,3	39,8	40,4	42,9	47,8	52,4
pétrole	133,6	133,2	132,1	129,0	126,9	126,2	126,0	128,1	133,2	143,0
gaz naturel	94,4	90,3	96,7	96,1	97,8	99,8	101,3	108,3	117,4	129,9
charbon, coke et gaz de cokéfaction	4,6	4,5	4,3	4,0	3,7	3,7	3,7	3,9	4,1	4,2
vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	2,2	1,7	2,0	1,9	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8
déchets de bois	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,6	3,6	3,7	3,9	3,9
autres	4,9	4,8	4,9	4,8	4,7	4,7	4,7	4,9	5,2	5,8
total	**278,5**	**274,9**	**283,4**	**280,9**	**277,7**	**279,5**	**281,5**	**293,6**	**313,3**	**340,9**

Tableau A4-6 (suite)
Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur - Canada et régions

(pétajoules)	Saskatchewan scénario élevé									
	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
électricité	14,0	14,7	16,4	16,3	16,3	16,5	16,6	17,1	19,3	20,5
pétrole	21,1	20,4	20,6	20,3	20,1	19,8	19,7	20,0	21,2	23,5
gaz naturel	37,4	34,4	38,2	39,0	40,2	41,1	41,6	44,1	47,3	48,8
propane	1,7	1,6	1,5	1,4	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,5
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	2,2	1,7	2,0	1,9	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9
autres	1,2	1,1	0,9	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6
total	**77,6**	**73,8**	**79,5**	**79,6**	**80,2**	**80,9**	**81,5**	**84,9**	**91,7**	**96,6**
commercial										
électricité	10,0	10,5	10,7	10,7	10,7	10,8	10,8	11,3	12,2	13,4
pétrole	1,8	1,7	1,7	1,7	1,6	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6
gaz naturel	23,5	22,5	24,0	24,7	25,3	26,0	26,5	28,3	30,4	32,8
propane	1,0	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2	1,3	1,4
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	**36,3**	**35,6**	**37,4**	**38,1**	**38,8**	**39,4**	**40,0**	**42,3**	**45,4**	**49,2**
industriel										
électricité	11,3	11,9	13,1	13,7	14,1	14,7	15,4	18,1	22,3	25,8
pétrole	12,0	11,9	12,0	11,7	11,3	11,0	11,0	11,3	12,2	14,0
gaz naturel	33,5	33,4	35,8	37,9	39,7	41,6	43,2	50,2	59,2	64,4
charbon, coke et gaz de cokéfaction	3,7	3,6	3,8	3,9	3,9	4,0	4,1	4,4	4,7	4,8
vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
déchets de bois	3,5	3,5	3,5	3,5	3,6	3,6	3,7	3,8	4,0	4,0
propane	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,1
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4	0,7
total	**65,1**	**65,3**	**69,5**	**71,9**	**73,9**	**76,3**	**78,6**	**89,3**	**104,0**	**114,7**
non énergétique										
asphalte	5,7	7,1	7,4	7,7	7,8	7,7	7,9	8,8	10,7	11,8
lubrifiants et graisses	1,9	1,8	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3	2,4	2,6
naphte	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
coke de pétrole	2,1	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,7	3,0	3,3
gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
pétrole	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
propane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres produits pétroliers	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
total	**10,2**	**11,4**	**11,9**	**12,3**	**12,5**	**12,5**	**12,8**	**13,9**	**16,3**	**17,9**
transport										
essence pour moteur	64,9	64,0	61,1	58,8	57,1	55,9	54,9	53,7	56,1	61,0
carburant diesel	20,3	20,6	20,8	21,2	21,5	21,8	22,1	22,7	24,1	26,6
carburéacteur - total	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8	2,8	2,8	2,7	2,4	2,5
essence d'aviation	0,3	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
mazout lourd	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,4	1,8
total	**89,3**	**88,7**	**86,1**	**84,2**	**82,8**	**81,9**	**81,2**	**80,6**	**84,4**	**92,3**
utilisation finale globale										
électricité	35,3	37,0	40,2	40,7	41,2	42,0	42,8	46,5	53,8	59,7
pétrole	133,6	133,2	131,4	129,2	127,2	125,7	125,2	126,1	134,2	147,5
gaz naturel	94,4	90,3	97,9	101,5	105,3	108,7	111,4	122,7	137,1	146,2
charbon, coke et gaz de cokéfaction	4,6	4,5	4,4	4,3	4,1	4,2	4,3	4,6	4,9	4,9
vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	2,2	1,7	2,0	1,9	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9
déchets de bois	3,5	3,5	3,5	3,5	3,6	3,6	3,7	3,8	4,0	4,0
autres	4,9	4,8	4,9	4,9	4,9	5,0	5,1	5,4	5,9	6,6
total	**278,5**	**274,9**	**284,4**	**286,1**	**288,1**	**291,0**	**294,2**	**311,0**	**341,9**	**370,8**

Tableau A4-6 (suite)

Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur - Canada et régions

(pétajoules)	Alberta scénario bas									
	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
électricité	24,3	25,5	26,3	25,7	25,9	26,2	26,5	28,1	28,7	29,0
pétrole	19,5	19,6	20,5	20,8	21,2	21,0	21,0	21,6	22,3	23,2
gaz naturel	132,1	121,8	135,3	135,1	134,9	134,6	134,6	136,8	143,3	150,5
propane	9,7	9,2	9,6	9,3	9,0	8,9	8,9	8,9	8,7	9,1
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	2,6	2,3	2,4	2,3	2,2	2,2	2,2	2,3	2,4	2,5
autres	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4
total	**189,6**	**179,8**	**195,6**	**194,8**	**194,8**	**194,4**	**194,7**	**199,3**	**206,8**	**215,6**
commercial										
électricité	34,0	35,8	36,3	36,2	35,9	35,6	35,8	37,1	40,5	44,0
pétrole	3,8	3,5	3,4	3,3	3,2	3,1	3,1	3,2	3,2	3,2
gaz naturel	83,3	76,6	79,9	80,8	80,9	81,1	81,9	85,6	91,2	96,0
propane	4,7	4,6	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	5,0	4,6	4,7
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	**125,8**	**120,6**	**124,4**	**125,1**	**124,7**	**124,6**	**125,7**	**130,9**	**139,5**	**148,0**
industriel										
électricité	53,8	56,7	56,2	57,4	55,9	55,2	55,7	59,9	72,3	86,6
pétrole	44,7	45,0	44,4	43,6	41,0	40,4	40,0	40,5	43,6	47,3
gaz naturel	265,1	246,9	251,2	268,6	278,6	278,2	280,4	294,4	329,8	383,6
charbon, coke et gaz de cokéfaction	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	5,3	6,3	9,8	12,6	16,3
vapeur	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
déchets de bois	16,6	16,9	17,2	17,5	17,8	17,9	18,1	18,4	19,1	19,0
propane	3,1	3,0	3,0	2,9	2,7	2,7	2,6	2,6	2,7	2,8
butanes	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	**384,7**	**369,9**	**373,4**	**391,5**	**397,4**	**400,9**	**404,2**	**426,7**	**481,4**	**557,0**
non énergétique										
asphalte	29,4	26,0	25,7	24,6	23,7	23,5	23,3	24,8	28,9	32,3
lubrifiants et graisses	4,2	4,5	4,6	4,7	4,9	5,0	5,1	5,3	5,7	5,9
naphte	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0
coke de pétrole	2,4	2,5	2,6	2,6	2,7	2,8	2,9	3,2	3,8	4,5
gaz naturel	100,3	111,9	111,9	111,9	118,3	118,3	118,3	126,1	133,9	133,9
pétrole	8,3	15,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
propane	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
butanes	3,0	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
éthane	78,9	78,9	78,9	86,8	86,8	86,8	86,8	130,7	130,7	130,7
autres produits pétroliers	0,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
total	**227,7**	**244,1**	**240,0**	**247,2**	**252,9**	**252,9**	**253,0**	**306,8**	**319,7**	**324,1**
transport										
essence pour moteur	149,8	152,9	146,3	140,3	135,3	131,0	127,4	121,0	122,2	128,2
carburant diesel	64,1	65,1	64,7	64,8	64,1	63,9	63,6	62,8	61,7	63,8
carburéacteur - total	25,0	24,1	25,2	25,5	25,6	25,6	25,5	25,3	25,3	25,8
essence d'aviation	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
mazout lourd	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	4,1	4,4	4,6	4,7	4,9	5,0	5,2	5,6	6,4	7,6
total	**243,6**	**247,2**	**241,4**	**235,9**	**230,5**	**226,1**	**222,2**	**215,3**	**218,3**	**226,0**
utilisation finale globale										
électricité	112,2	118,3	119,0	119,5	118,0	117,3	118,3	125,4	141,8	160,0
pétrole	352,8	361,0	351,2	344,2	335,6	330,2	325,9	321,7	330,9	348,4
gaz naturel	580,8	557,3	578,6	596,8	613,2	612,7	615,9	644,0	699,9	766,2
charbon, coke et gaz de cokéfaction	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	6,7	7,7	11,2	13,9	17,5
vapeur	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
bois	2,6	2,3	2,4	2,3	2,2	2,2	2,2	2,3	2,4	2,5
déchets de bois	16,6	16,9	17,2	17,5	17,8	17,9	18,1	18,4	19,1	19,0
autres	104,9	104,2	104,8	112,3	111,8	111,7	111,6	155,8	155,5	156,7
total	**1171,4**	**1161,6**	**1174,9**	**1194,4**	**1200,2**	**1199,0**	**1199,8**	**1278,9**	**1363,8**	**1470,5**

Tableau A4-6 (suite)
Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur - Canada et régions

(pétajoules)	Alberta scénario élevé									
	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
électricité	24,3	25,5	25,9	25,7	26,0	26,5	26,9	29,1	31,8	32,0
pétrole	19,5	19,6	20,1	20,5	21,1	20,9	20,9	21,6	22,8	24,4
gaz naturel	132,1	121,8	136,1	135,9	136,0	137,2	138,0	143,0	151,1	152,2
propane	9,7	9,2	9,6	9,3	9,1	9,1	9,1	9,3	9,3	9,4
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	2,6	2,3	2,5	2,3	2,2	2,3	2,3	2,4	2,5	2,5
autres	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,5	1,4
total	**189,6**	**179,8**	**195,6**	**195,3**	**195,9**	**197,4**	**198,8**	**207,0**	**219,0**	**221,8**
commercial										
électricité	34,0	35,8	36,7	37,5	38,3	39,2	40,4	43,6	49,8	53,3
pétrole	3,8	3,5	3,5	3,4	3,4	3,4	3,5	3,5	3,6	3,6
gaz naturel	83,3	76,6	80,7	83,4	85,9	88,1	89,5	94,0	100,2	104,0
propane	4,7	4,6	4,8	4,9	5,1	5,2	5,3	5,6	5,3	5,4
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	**125,8**	**120,6**	**125,6**	**129,2**	**132,7**	**136,0**	**138,6**	**146,8**	**158,9**	**166,3**
industriel										
électricité	53,8	56,7	61,0	62,5	64,9	67,2	71,4	83,1	105,2	120,3
pétrole	44,7	45,0	46,4	46,8	47,9	49,7	51,6	56,6	64,0	66,6
gaz naturel	265,1	246,9	268,5	296,2	338,9	358,2	371,2	475,3	477,4	496,1
charbon, coke et gaz de cokéfaction	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	6,5	8,1	50,0	141,1	180,0
vapeur	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
déchets de bois	16,6	16,9	17,3	17,6	17,9	18,1	18,2	18,6	19,6	19,6
propane	3,1	3,0	3,1	3,1	3,2	3,3	3,4	3,6	4,0	4,0
butanes	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,6	1,5
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	**384,7**	**369,9**	**397,8**	**427,8**	**474,4**	**504,4**	**525,4**	**688,8**	**813,0**	**888,4**
non énergétique										
asphalte	29,4	26,0	28,0	27,4	28,4	30,0	30,3	34,5	41,1	39,8
lubrifiants et graisses	4,2	4,5	4,5	4,6	4,8	4,9	5,0	5,2	5,5	5,8
naphte	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9
coke de pétrole	2,4	2,5	2,6	2,6	2,7	2,8	2,9	3,2	3,8	4,5
gaz naturel	100,3	111,9	111,9	111,9	118,3	118,3	118,3	126,1	133,9	133,9
pétrole	8,3	15,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
propane	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
butanes	3,0	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
éthane	78,9	78,9	78,9	86,8	86,8	86,8	86,8	130,7	130,7	130,7
autres produits pétroliers	0,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
total	**227,7**	**244,1**	**242,3**	**249,8**	**257,4**	**259,3**	**259,8**	**316,2**	**331,8**	**331,4**
transport										
essence pour moteur	149,8	152,9	146,8	141,9	138,0	135,2	133,0	130,6	135,7	139,8
carburant diesel	64,1	65,1	64,9	65,0	65,0	65,1	65,3	65,9	67,3	71,5
carburéacteur - total	25,0	24,1	24,8	25,2	25,4	25,5	25,8	26,3	26,6	28,1
essence d'aviation	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
mazout lourd	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	4,1	4,4	4,7	5,0	5,3	5,6	6,0	6,9	8,4	10,0
total	**243,6**	**247,2**	**241,9**	**237,7**	**234,3**	**232,1**	**230,6**	**230,2**	**238,6**	**249,9**
utilisation finale globale										
électricité	112,2	118,3	123,9	126,0	129,5	133,2	139,0	156,2	187,2	206,1
pétrole	352,8	361,0	355,5	351,3	350,4	351,4	352,1	361,3	384,4	398,1
gaz naturel	580,8	557,3	597,4	627,8	679,8	702,6	717,9	839,8	864,8	889,2
charbon, coke et gaz de cokéfaction	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	7,9	9,6	51,4	142,5	181,2
vapeur	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
bois	2,6	2,3	2,5	2,3	2,2	2,3	2,3	2,4	2,5	2,5
déchets de bois	16,6	16,9	17,3	17,6	17,9	18,1	18,2	18,6	19,6	19,6
autres	104,9	104,2	105,1	113,0	113,1	113,6	114,0	159,2	160,0	160,8
total	**1171,4**	**1161,6**	**1203,3**	**1239,7**	**1294,7**	**1329,2**	**1353,2**	**1589,1**	**1761,1**	**1857,7**

Tableau A4-6 (suite)

Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur - Canada et régions

(pétajoules)	Colombie-Britannique et Territoires scénario bas									
	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
électricité	40,2	40,7	43,1	43,2	43,4	44,1	44,6	45,3	45,6	49,3
pétrole	15,3	15,1	15,1	14,3	13,6	13,2	12,8	12,3	11,2	10,3
gaz naturel	64,8	67,7	70,9	70,4	71,0	72,3	74,4	77,4	82,6	86,8
propane	2,8	2,7	2,9	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9	3,0	3,2
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	11,5	11,0	12,4	12,4	12,4	13,0	12,9	13,4	13,7	15,3
autres	0,6	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7
total	**135,1**	**137,6**	**145,0**	**143,7**	**143,7**	**146,0**	**148,2**	**151,9**	**156,7**	**165,6**
commercial										
électricité	35,6	36,0	36,2	36,4	36,9	37,2	37,6	38,5	41,3	43,9
pétrole	14,4	14,6	14,3	14,1	13,8	13,9	13,9	14,2	14,4	14,4
gaz naturel	33,8	35,3	35,7	36,2	37,7	38,8	39,8	41,7	42,7	45,0
propane	2,3	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1	2,2	2,1	2,2	2,4
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4
total	**86,1**	**88,1**	**88,4**	**88,8**	**90,8**	**92,3**	**93,7**	**96,8**	**101,1**	**106,0**
industriel										
électricité	89,7	90,7	91,4	90,7	89,7	91,4	92,9	98,1	111,0	127,7
pétrole	54,9	59,7	59,3	55,6	51,4	50,3	48,8	45,9	45,6	43,4
gaz naturel	70,6	73,8	72,9	73,5	74,0	80,1	83,5	95,2	117,7	133,9
charbon, coke et gaz de cokéfaction	6,0	7,0	7,7	8,3	8,8	9,8	10,7	13,6	14,2	14,3
vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
déchets de bois	187,0	193,1	197,8	200,5	204,2	206,6	209,0	213,5	220,9	228,4
propane	2,4	2,5	2,4	2,3	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,1
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	1,0	1,8	2,0
total	**410,6**	**427,0**	**431,4**	**431,2**	**430,7**	**441,0**	**447,9**	**469,6**	**513,6**	**551,8**
non énergétique										
asphalte	11,0	12,4	12,1	11,9	11,8	12,0	12,2	12,7	14,3	16,2
lubrifiants et graisses	3,8	4,1	4,3	4,6	4,8	5,0	5,2	5,5	5,9	6,2
naphte	0,6	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8	0,9	1,0	1,0
coke de pétrole	4,6	4,4	4,6	4,7	4,9	5,1	5,2	5,7	6,7	7,9
gaz naturel	14,1	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4
pétrole	0,9	1,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
propane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
butanes	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres produits pétroliers	2,6	6,9	7,0	7,1	7,2	7,3	7,4	7,8	8,5	9,2
total	**37,6**	**47,1**	**46,3**	**46,7**	**47,1**	**47,8**	**48,5**	**50,3**	**54,0**	**58,2**
transport										
essence pour moteur	128,2	126,3	124,7	122,9	121,3	120,0	119,0	117,7	119,0	124,5
carburant diesel	52,9	58,1	60,3	62,5	64,1	65,4	66,5	69,7	73,2	78,4
carburéacteur - total	24,4	28,1	29,5	30,0	30,2	30,2	30,3	30,2	30,8	31,3
essence d'aviation	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
mazout lourd	5,0	5,4	6,0	6,4	6,8	6,9	6,9	7,0	6,8	7,0
autres	3,9	4,3	4,5	4,7	4,9	5,1	5,3	5,9	7,0	8,2
total	**215,8**	**223,9**	**226,6**	**228,1**	**228,9**	**229,3**	**229,7**	**232,2**	**238,3**	**251,2**
utilisation finale globale										
électricité	165,8	167,7	170,9	170,6	170,2	173,0	175,4	182,3	198,4	221,3
pétrole	319,8	338,8	339,8	336,6	332,4	331,9	331,0	331,6	339,1	351,8
gaz naturel	184,0	195,0	197,5	198,7	201,4	210,0	216,7	233,8	263,3	286,8
charbon, coke et gaz de cokéfaction	6,3	7,2	7,9	8,5	9,0	10,0	10,9	13,8	14,4	14,5
vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	11,5	11,0	12,4	12,4	12,4	13,0	12,9	13,4	13,7	15,3
déchets de bois	187,0	193,1	197,8	200,5	204,2	206,6	209,0	213,5	220,9	228,4
autres	10,9	10,9	11,2	11,2	11,4	11,7	11,9	12,5	13,8	14,6
total	**885,2**	**923,7**	**937,7**	**938,5**	**941,2**	**958,3**	**967,9**	**1000,8**	**1063,5**	**1132,8**

Tableau A4-6 (suite)
Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible et secteur - Canada et régions

(pétajoules)	Colombie-Britannique et Territoires scénario élevé									
	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
résidentiel										
électricité	40,2	40,7	43,0	43,2	43,2	44,1	43,9	44,0	43,8	45,0
pétrole	15,3	15,1	14,8	14,3	13,7	12,3	11,9	9,9	8,7	8,6
gaz naturel	64,8	67,7	70,9	70,1	70,4	72,1	74,4	78,2	82,4	84,3
propane	2,8	2,7	2,9	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9	3,0
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	11,5	11,0	12,4	12,4	12,4	13,0	12,7	13,1	13,2	14,3
autres	0,6	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
total	**135,1**	**137,6**	**144,6**	**143,3**	**143,0**	**144,8**	**146,4**	**148,6**	**151,6**	**155,8**
commercial										
électricité	35,6	36,0	36,2	36,4	36,8	37,1	37,5	38,8	42,4	45,7
pétrole	14,4	14,6	14,1	13,8	13,7	13,4	13,0	12,4	11,9	12,5
gaz naturel	33,8	35,3	35,8	36,2	37,6	38,9	40,1	42,5	44,5	47,4
propane	2,3	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,3	2,4
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,3	0,4	0,6	0,6
total	**86,1**	**88,1**	**88,2**	**88,5**	**90,5**	**91,8**	**93,0**	**96,2**	**101,6**	**108,7**
industriel										
électricité	89,7	90,7	90,8	91,0	91,3	92,9	95,4	102,7	119,0	141,3
pétrole	54,9	59,7	56,7	52,0	48,1	47,7	47,2	45,2	48,0	48,8
gaz naturel	70,6	73,8	74,5	80,1	87,7	97,8	104,0	116,1	134,8	151,7
charbon, coke et gaz de cokéfaction	6,0	7,0	7,7	8,4	9,3	10,5	11,6	14,9	15,7	16,1
vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
déchets de bois	187,0	193,1	197,2	200,8	205,5	208,0	210,5	215,3	223,4	231,4
propane	2,4	2,5	2,4	2,4	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,3
butanes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	1,1	2,0	2,3
total	**410,6**	**427,0**	**429,5**	**435,0**	**444,8**	**459,9**	**472,0**	**497,9**	**545,2**	**594,0**
non énergétique										
asphalte	11,0	12,4	12,1	11,9	11,9	12,1	12,4	13,0	14,2	16,8
lubrifiants et graisses	3,8	4,1	4,2	4,4	4,5	4,6	4,7	4,9	5,1	5,5
naphte	0,6	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8
coke de pétrole	4,6	4,4	4,6	4,7	4,9	5,1	5,2	5,7	6,7	7,9
gaz naturel	14,1	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4
pétrole	0,9	1,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
propane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
butanes	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres produits pétroliers	2,6	6,9	7,0	7,1	7,2	7,3	7,4	7,8	8,5	9,2
total	**37,6**	**47,1**	**46,1**	**46,4**	**46,9**	**47,5**	**48,1**	**49,7**	**52,9**	**57,9**
transport										
essence pour moteur	128,2	126,3	124,2	122,2	120,3	118,5	117,1	114,3	114,0	118,0
carburant diesel	52,9	58,1	59,9	61,5	63,0	64,0	64,9	67,3	71,5	78,8
carburéacteur - total	24,4	28,1	29,0	29,6	29,9	30,2	30,6	31,5	32,3	34,1
essence d'aviation	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
mazout lourd	5,0	5,4	5,9	6,3	6,6	6,6	6,6	6,5	6,4	6,8
autres	3,9	4,3	4,6	5,0	5,4	5,8	6,1	7,3	9,1	10,8
total	**215,8**	**223,9**	**225,3**	**226,3**	**226,8**	**226,7**	**226,9**	**228,4**	**235,1**	**250,1**
utilisation finale globale										
électricité	165,8	167,7	170,2	170,8	171,6	174,4	177,2	185,8	205,5	232,6
pétrole	319,8	338,8	335,0	330,3	326,4	324,4	323,6	321,1	330,0	349,7
gaz naturel	184,0	195,0	199,6	205,0	214,6	228,0	237,9	256,8	282,8	305,7
charbon, coke et gaz de cokéfaction	6,3	7,2	7,9	8,7	9,5	10,7	11,8	15,1	15,9	16,3
vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
bois	11,5	11,0	12,4	12,4	12,4	13,0	12,7	13,1	13,2	14,3
déchets de bois	187,0	193,1	197,2	200,8	205,5	208,0	210,5	215,3	223,4	231,4
autres	10,9	10,9	11,3	11,4	11,8	12,2	12,6	13,6	15,5	16,5
total	**885,2**	**923,7**	**933,7**	**939,5**	**951,9**	**970,7**	**986,3**	**1020,9**	**1086,5**	**1166,4**

Tableau A4-7

Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible - Provinces de l'Atlantique

(pétajoules)	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
Terre-Neuve										
					scénario bas					
électricité	32,9	33,7	33,9	34,5	35,2	36,2	37,1	38,7	42,3	44,7
produits pétroliers	78,1	82,3	81,7	81,0	80,7	80,7	81,0	81,1	84,4	89,6
total	134,0	139,3	138,7	138,5	139,0	140,2	141,8	143,7	152,3	161,7
					scénario élevé					
électricité	32,9	33,7	36,1	38,4	41,6	44,2	47,5	57,1	67,7	71,0
produits pétroliers	78,1	82,3	85,2	86,7	89,7	91,1	94,2	103,4	114,4	122,2
total	134,0	139,3	145,7	150,4	157,9	162,6	170,4	192,7	218,6	231,3
Île-du-Prince-Édouard										
					scénario bas					
électricité	1,9	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3	2,5	2,7	2,8
produits pétroliers	14,5	15,2	15,3	15,6	15,7	15,8	16,1	16,4	17,0	17,5
total	19,0	19,9	20,0	20,4	20,[illegible]	20,8	21,2	21,8	22,8	23,5
					scénario élevé					
électricité	1,9	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3	2,4	2,7	2,8
produits pétroliers	14,5	15,2	15,0	15,2	15,2	15,2	15,3	15,1	15,4	16,1
total	19,0	19,9	19,7	20,0	20,1	20,2	20,3	20,4	20,9	22,0
Nouvelle-Écosse										
					scénario bas					
électricité	24,9	25,6	26,7	27,8	28,6	29,7	30,4	32,4	35,1	36,1
produits pétroliers	124,0	130,8	131,9	133,6	134,0	135,5	136,3	139,4	145,3	148,9
total	184,1	192,3	195,3	198,7	200,1	203,3	205,0	211,3	221,9	227,1
					scénario élevé					
électricité	24,9	25,6	26,5	27,7	28,7	30,0	30,7	33,3	36,8	39,3
produits pétroliers	124,0	130,8	130,0	131,1	131,3	131,9	131,7	131,0	135,8	144,1
total	184,1	192,3	192,5	195,2	196,5	198,8	199,4	201,6	211,9	224,5
Nouveau-Brunswick										
					scénario bas					
électricité	37,9	38,9	41,6	43,6	44,9	47,4	48,7	51,4	54,6	56,9
produits pétroliers	91,7	98,9	99,8	101,5	102,2	104,6	105,8	107,4	110,1	115,8
total	166,8	176,4	180,7	185,3	187,9	193,6	196,7	201,5	208,0	217,0
					scénario élevé					
électricité	37,9	38,9	41,2	43,3	45,2	47,8	49,3	52,4	56,9	61,5
produits pétroliers	91,7	98,9	98,1	99,5	99,9	101,4	101,6	100,0	102,5	111,8
total	166,8	176,4	177,9	182,0	184,6	189,3	191,1	192,1	199,6	215,1

Tableau A4-8
Demande totale de produits pétroliers - Canada et régions

(pétajoules)

Canada

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
essence d'aviation	5,6	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
essence pour moteur	1112,2	1119,0	1110,8	1102,0	1099,3	1105,6	1113,4	1145,1	1189,8	1236,7
carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	120,0	140,7	148,7	152,1	154,2	155,2	156,0	158,0	164,2	167,4
- naphte (carburéacteur B)	36,9	26,3	26,6	26,0	25,1	24,4	23,7	21,5	18,2	18,6
- total	156,9	167,1	175,4	178,0	179,3	179,7	179,8	179,6	182,5	186,0
mazout léger et kérosène	302,0	272,4	257,6	247,6	239,4	232,5	227,4	217,5	203,1	185,3
carburant diesel	587,5	617,0	637,1	654,6	666,2	684,2	698,3	735,3	775,8	820,0
mazout lourd	277,4	311,0	307,1	304,7	311,0	338,7	348,3	344,5	371,3	354,3
asphalte	122,7	133,4	128,7	128,2	127,7	130,2	132,4	139,2	151,7	164,6
lubrifiants et graisses	37,9	39,6	42,4	44,7	46,7	48,6	50,6	54,7	59,8	63,3
charge d'alimentation pétrochimique	129,1	151,8	165,3	168,6	169,1	171,9	174,8	184,1	200,8	219,1
GPL des raffineries	65,3	67,2	69,0	69,3	69,6	70,3	71,0	73,1	76,3	79,0
autres produits	252,9	285,8	288,8	290,6	291,5	296,3	300,4	311,8	332,0	350,0
total des produits pétroliers [a]	**3049,6**	**3170,3**	**3188,2**	**3194,2**	**3205,5**	**3263,9**	**3302,2**	**3390,9**	**3548,9**	**3664,1**

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
essence d'aviation	5,6	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
essence pour moteur	1112,2	1119,0	1107,9	1100,2	1098,9	1104,8	1112,8	1143,9	1199,3	1253,3
carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	120,0	140,7	146,3	150,2	152,9	155,0	157,6	164,5	172,7	182,2
- naphte (carburéacteur B)	36,9	26,3	26,2	25,7	24,9	24,4	24,0	22,4	19,2	20,2
- total	156,9	167,1	172,4	175,8	177,8	179,4	181,6	186,9	191,8	202,5
mazout léger et kérosène	302,0	272,4	256,7	247,0	238,3	225,6	215,9	188,7	160,7	148,7
carburant diesel	587,5	617,0	635,6	654,5	673,8	694,1	712,3	756,2	819,7	887,5
mazout lourd	277,4	311,0	296,4	292,8	305,0	339,9	351,3	353,0	376,7	345,9
asphalte	122,7	133,4	130,6	132,0	134,9	138,7	142,0	152,8	172,3	185,9
lubrifiants et graisses	37,9	39,6	41,6	43,1	44,4	45,8	47,2	49,9	54,0	59,0
charge d'alimentation pétrochimique	129,1	151,8	165,3	168,6	169,1	171,9	174,8	184,1	200,8	219,1
GPL des raffineries	65,3	67,2	68,8	69,2	69,9	70,7	71,6	74,0	78,5	82,8
autres produits	252,9	285,8	288,6	290,9	294,9	301,1	306,5	319,6	343,7	364,4
total des produits pétroliers [a]	**3049,6**	**3170,3**	**3169,7**	**3180,1**	**3213,0**	**3277,9**	**3321,9**	**3415,0**	**3603,4**	**3755,0**

Nota: [a] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-8 (suite)
Demande totale de produits pétroliers - Canada et régions

(pétajoules)

Provinces de l'Atlantique

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
essence d'aviation	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
essence pour moteur	93,9	96,0	95,9	95,9	96,2	96,9	97,5	99,3	101,2	104,1
carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	9,3	11,4	12,0	12,3	12,5	12,6	12,6	12,8	13,3	13,6
- naphte (carburéacteur B)	7,3	6,3	6,4	6,3	6,0	5,9	5,7	5,2	4,4	4,5
- total	16,5	17,7	18,5	18,6	18,5	18,5	18,3	18,0	17,7	18,0
mazout léger et kérosène	69,7	69,5	69,5	69,7	68,7	68,6	68,8	67,9	68,7	70,2
carburant diesel	57,5	61,3	65,4	68,9	71,7	74,4	76,6	81,9	88,3	94,2
mazout lourd	90,9	132,6	114,2	105,7	111,5	133,3	140,0	135,5	156,8	159,3
asphalte	10,2	10,8	11,0	11,1	11,2	11,5	11,6	11,9	12,7	13,9
lubrifiants et graisses	2,1	2,3	2,5	2,7	2,9	3,0	3,2	3,4	3,6	3,7
charge d'alimentation pétrochimique	2,7	4,0	1,2	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
GPL des raffineries	7,9	7,9	8,3	8,5	8,6	8,8	8,9	9,2	9,7	10,0
autres produits	18,7	20,0	19,1	18,9	19,3	20,6	21,1	21,2	22,8	23,5
total des produits pétroliers [a]	**370,5**	**422,6**	**406,0**	**402,0**	**410,6**	**437,6**	**447,9**	**450,2**	**483,5**	**498,9**

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
essence d'aviation	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
essence pour moteur	93,9	96,0	95,6	95,7	96,1	96,7	97,3	99,3	103,1	107,2
carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	9,3	11,4	11,8	12,2	12,4	12,6	12,8	13,3	14,0	14,8
- naphte (carburéacteur B)	7,3	6,3	6,3	6,2	6,0	5,9	5,8	5,4	4,6	4,9
- total	16,5	17,7	18,1	18,3	18,4	18,4	18,5	18,7	18,6	19,6
mazout léger et kérosène	69,7	69,5	69,1	69,1	68,3	67,4	66,9	63,7	63,1	64,2
carburant diesel	57,5	61,3	65,4	69,1	72,5	75,4	77,8	84,4	94,0	103,2
mazout lourd	90,9	132,6	117,3	116,8	132,3	167,3	178,5	187,3	201,7	163,3
asphalte	10,2	10,8	11,0	11,3	11,5	11,7	12,0	12,8	14,1	15,7
lubrifiants et graisses	2,1	2,3	2,5	2,6	2,8	2,9	2,9	3,1	3,2	3,4
charge d'alimentation pétrochimique	2,7	4,0	1,2	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
GPL des raffineries	7,9	7,9	8,3	8,5	8,8	9,0	9,2	9,8	10,6	11,1
autres produits	18,7	20,0	19,2	19,4	20,3	22,2	22,9	23,7	25,1	24,1
total des produits pétroliers [a]	370,5	422,6	408,3	412,8	433,0	473,1	488,1	504,7	535,4	513,9

Nota: [a] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-8 (suite)
Demande totale de produits pétroliers - Canada et régions

(pétajoules) — Québec

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
essence d'aviation	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
essence pour moteur	234,8	236,6	234,5	233,5	233,9	237,0	240,5	253,2	266,5	274,3
carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	27,7	31,5	33,3	34,1	34,5	34,8	35,0	35,4	36,8	37,5
- naphte (carburéacteur B)	2,8	2,7	2,7	2,6	2,5	2,5	2,4	2,2	1,9	1,9
- total	30,5	34,2	36,0	36,7	37,1	37,3	37,4	37,6	38,6	39,4
mazout léger et kérosène	102,5	89,5	81,7	77,9	76,6	74,4	71,7	63,0	51,5	41,9
carburant diesel	98,0	103,0	108,2	112,1	115,2	121,0	124,3	132,9	141,0	148,5
mazout lourd	79,5	65,2	74,4	80,4	82,0	84,6	85,8	86,4	97,1	88,6
asphalte	29,4	36,1	31,9	32,2	32,8	33,8	34,5	36,5	38,3	39,9
lubrifiants et graisses	5,4	6,2	6,6	7,1	7,6	8,0	8,3	9,1	9,7	10,0
charge d'alimentation pétrochimique	7,3	29,7	33,7	34,4	32,6	33,2	33,9	35,9	39,7	43,8
GPL des raffineries	10,0	10,3	10,5	10,6	10,8	11,0	11,1	11,5	12,0	12,2
autres produits	56,6	71,3	72,5	73,7	74,7	76,3	77,6	81,4	87,9	93,6
total des produits pétroliers [a]	**654,9**	**682,9**	**690,7**	**699,4**	**703,9**	**717,2**	**725,8**	**748,1**	**783,2**	**793,0**

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
essence d'aviation	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
essence pour moteur	234,8	236,6	233,6	232,5	232,9	235,3	238,2	248,8	262,1	271,3
carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	27,7	31,5	32,8	33,6	34,3	34,7	35,3	36,9	38,7	40,8
- naphte (carburéacteur B)	2,8	2,7	2,7	2,6	2,5	2,5	2,4	2,3	1,9	2,1
- total	30,5	34,2	35,4	36,2	36,8	37,2	37,7	39,1	40,6	42,9
mazout léger et kérosène	102,5	89,5	81,1	77,3	76,0	72,4	68,6	56,0	39,6	31,9
carburant diesel	98,0	103,0	107,7	111,8	115,6	121,3	124,9	133,8	145,8	157,7
mazout lourd	79,5	65,2	69,6	72,6	73,0	72,9	72,7	72,7	86,6	85,8
asphalte	29,4	36,1	31,7	32,5	33,1	33,7	34,7	36,6	39,8	43,5
lubrifiants et graisses	5,4	6,2	6,4	6,9	7,2	7,4	7,7	8,1	8,4	9,0
charge d'alimentation pétrochimique	7,3	29,7	33,7	34,4	32,6	33,2	33,9	35,9	39,7	43,8
GPL des raffineries	10,0	10,3	10,4	10,5	10,6	10,8	10,9	11,1	11,8	12,3
autres produits	56,6	71,3	72,1	73,1	74,2	75,3	76,5	79,8	86,4	93,3
total des produits pétroliers [a]	**654,9**	**682,9**	**682,4**	**688,5**	**692,6**	**700,4**	**706,5**	**722,7**	**761,6**	**792,1**

Nota: [a] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-8 (suite)
Demande totale de produits pétroliers - Canada et régions

(pétajoules)

Ontario

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
essence d'aviation	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
essence pour moteur	410,5	415,0	419,4	423,7	429,1	438,3	447,6	473,7	498,7	517,2
carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	44,7	50,1	52,9	54,1	54,9	55,3	55,5	56,2	58,5	59,6
- naphte (carburéacteur B)	6,4	3,4	3,4	3,3	3,2	3,1	3,0	2,8	2,3	2,4
- total	51,1	53,5	56,3	57,4	58,1	58,4	58,6	59,0	60,8	62,0
mazout léger et kérosène	91,1	78,0	71,8	67,7	64,4	60,8	59,0	60,1	58,1	50,2
carburant diesel	153,3	161,9	168,0	174,2	178,9	185,3	191,0	203,5	215,2	225,5
mazout lourd	66,8	69,8	73,3	76,0	77,0	81,6	84,6	88,1	85,9	79,0
asphalte	34,9	38,3	37,8	38,3	38,4	39,4	40,5	42,2	45,3	48,5
lubrifiants et graisses	19,2	19,3	20,9	21,8	22,6	23,6	24,8	27,1	30,4	32,6
charge d'alimentation pétrochimique	109,5	101,4	118,7	120,9	123,2	125,4	127,6	134,8	147,8	162,0
GPL des raffineries	25,8	26,5	28,2	28,5	28,9	29,5	30,0	31,5	33,1	34,3
autres produits	87,9	91,5	95,0	96,8	98,2	100,6	103,1	109,1	115,6	119,7
total des produits pétroliers [a]	**1051,6**	**1056,6**	**1090,9**	**1106,8**	**1120,3**	**1144,4**	**1168,3**	**1230,5**	**1292,3**	**1332,2**

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
essence d'aviation	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
essence pour moteur	410,5	415,0	417,9	422,3	428,2	436,9	446,1	471,4	502,3	528,6
carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	44,7	50,1	52,1	53,5	54,4	55,2	56,1	58,6	61,5	64,9
- naphte (carburéacteur B)	6,4	3,4	3,3	3,3	3,2	3,1	3,1	2,9	2,5	2,6
- total	51,1	53,5	55,4	56,7	57,6	58,3	59,2	61,4	63,9	67,5
mazout léger et kérosène	91,1	78,0	71,9	67,7	63,6	57,7	53,7	47,0	38,2	32,3
carburant diesel	153,3	161,9	167,2	173,5	180,0	186,7	193,6	207,1	226,1	244,3
mazout lourd	66,8	69,8	67,7	66,6	66,6	68,6	70,4	67,6	63,5	71,6
asphalte	34,9	38,3	37,5	38,4	39,2	40,4	41,7	44,0	48,8	54,4
lubrifiants et graisses	19,2	19,3	20,5	21,0	21,5	22,3	23,2	24,8	27,7	30,8
charge d'alimentation pétrochimique	109,5	101,4	118,7	120,9	123,2	125,4	127,6	134,8	147,8	162,0
GPL des raffineries	25,8	26,5	28,0	28,3	28,7	29,2	29,7	31,0	32,8	35,0
autres produits	87,9	91,5	94,1	95,3	96,8	98,6	100,9	105,3	112,2	120,0
total des produits pétroliers [a]	**1051,6**	**1056,6**	**1080,2**	**1092,2**	**1106,9**	**1125,5**	**1147,8**	**1196,0**	**1264,7**	**1347,9**

Nota: [a] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-8 (suite)
Demande totale de produits pétroliers - Canada et régions

(pétajoules)

Manitoba

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
essence d'aviation	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
essence pour moteur	50,2	49,8	48,5	47,4	46,6	46,0	45,6	45,3	46,1	48,5
carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	4,4	5,1	5,4	5,5	5,6	5,7	5,7	5,8	6,0	6,1
- naphte (carburéacteur B)	2,1	1,4	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,0	1,0
- total	6,5	6,6	6,9	6,9	7,0	7,0	7,0	6,9	7,0	7,1
mazout léger et kérosène	4,1	3,8	3,7	3,6	3,4	3,2	3,1	2,6	1,7	1,5
carburant diesel	32,6	34,6	35,4	36,8	37,6	38,7	39,7	42,9	45,5	48,5
mazout lourd	2,2	2,0	2,3	2,4	2,4	2,4	2,5	2,7	2,6	2,3
asphalte	2,1	2,8	2,9	2,9	2,9	3,0	3,0	3,1	3,3	3,7
lubrifiants et graisses	1,3	1,4	1,4	1,5	1,6	1,7	1,7	1,9	2,0	2,1
charge d'alimentation pétrochimique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GPL des raffineries	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
autres produits	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,7
total des produits pétroliers [a]	**100,3**	**102,5**	**102,7**	**103,1**	**103,0**	**103,5**	**104,2**	**106,9**	**109,9**	**115,3**

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
essence d'aviation	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
essence pour moteur	50,2	49,8	48,4	47,2	46,3	45,7	45,1	44,4	45,3	47,3
carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	4,4	5,1	5,3	5,5	5,6	5,6	5,7	6,0	6,3	6,6
- naphte (carburéacteur B)	2,1	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,0	1,1
- total	6,5	6,6	6,8	6,9	6,9	7,0	7,0	7,2	7,3	7,7
mazout léger et kérosène	4,1	3,8	3,9	3,8	3,5	3,0	2,7	1,6	1,2	1,2
carburant diesel	32,6	34,6	35,2	36,4	37,4	38,4	39,5	42,8	46,3	50,3
mazout lourd	2,2	2,0	2,0	1,8	1,7	1,5	1,6	1,6	1,6	2,3
asphalte	2,1	2,8	2,9	2,9	2,9	3,0	3,0	3,2	3,5	3,9
lubrifiants et graisses	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8
charge d'alimentation pétrochimique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GPL des raffineries	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
autres produits	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6
total des produits pétroliers [a]	**100,3**	**102,5**	**102,0**	**102,0**	**101,8**	**101,6**	**102,2**	**104,0**	**108,5**	**116,3**

Nota: [a] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-8 (suite)
Demande totale de produits pétroliers - Canada et régions

(pétajoules)

Saskatchewan

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
essence d'aviation	0,3	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
essence pour moteur	64,9	64,0	61,0	58,6	56,8	55,6	54,6	53,2	54,7	59,4
carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	0,8	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7
- naphte (carburéacteur B)	2,1	2,3	2,3	2,3	2,2	2,2	2,1	1,9	1,6	1,6
- total	2,9	2,9	3,0	2,9	2,9	2,8	2,7	2,6	2,3	2,3
mazout léger et kérosène	6,9	5,6	5,7	4,7	4,4	4,3	4,1	4,1	3,6	2,7
carburant diesel	45,2	46,0	46,8	47,2	47,3	47,7	48,2	50,2	52,9	56,8
mazout lourd	3,8	3,7	3,7	3,7	3,8	4,0	4,1	4,6	5,0	5,4
asphalte	5,7	7,1	7,3	7,1	7,0	7,1	7,3	8,2	8,9	10,1
lubrifiants et graisses	1,9	1,8	2,1	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,7	2,8
charge d'alimentation pétrochimique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GPL des raffineries	2,1	2,1	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	2,0	2,1	2,2
autres produits	7,1	7,6	7,6	7,5	7,5	7,5	7,6	7,9	8,4	9,1
total des produits pétroliers [a]	**140,8**	**141,2**	**139,6**	**136,3**	**134,3**	**133,5**	**133,2**	**135,5**	**140,9**	**151,2**

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
essence d'aviation	0,3	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
essence pour moteur	64,9	64,0	61,1	58,8	57,1	55,9	54,9	53,7	56,1	61,0
carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	0,8	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8
- naphte (carburéacteur B)	2,1	2,3	2,3	2,3	2,2	2,1	2,1	2,0	1,7	1,8
- total	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8	2,8	2,8	2,7	2,4	2,5
mazout léger et kérosène	6,9	5,6	5,8	5,2	4,6	4,2	3,9	3,2	2,7	2,7
carburant diesel	45,2	46,0	46,5	47,4	48,1	48,6	49,3	51,9	56,0	61,0
mazout lourd	3,8	3,7	3,2	2,6	2,2	1,8	1,5	0,9	0,9	2,4
asphalte	5,7	7,1	7,4	7,7	7,8	7,7	7,9	8,8	10,7	11,8
lubrifiants et graisses	1,9	1,8	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3	2,4	2,6
charge d'alimentation pétrochimique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GPL des raffineries	2,1	2,1	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	2,0	2,1	2,3
autres produits	7,1	7,6	7,6	7,5	7,5	7,5	7,6	7,8	8,4	9,3
total des produits pétroliers [a]	**140,8**	**141,2**	**138,9**	**136,5**	**134,6**	**133,0**	**132,4**	**133,4**	**142,0**	**156,0**

Nota: [a] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-8 (suite)
Demande totale de produits pétroliers - Canada et régions

(pétajoules)

Alberta

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
essence d'aviation	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
essence pour moteur	129,5	132,9	128,4	121,3	116,7	113,2	110,0	104,2	104,9	110,1
carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	16,5	18,2	19,2	19,6	19,9	20,1	20,2	20,4	21,2	21,6
- naphte (carburéacteur B)	8,5	5,9	6,0	5,8	5,6	5,5	5,3	4,8	4,1	4,2
- total	25,0	24,1	25,2	25,5	25,6	25,6	25,5	25,3	25,3	25,8
mazout léger et kérosène	4,3	3,6	3,8	3,8	3,6	3,4	3,4	3,6	3,9	4,4
carburant diesel	106,5	108,2	110,0	110,2	108,7	108,0	107,5	107,4	108,6	113,4
mazout lourd	1,9	2,0	1,8	1,5	1,4	1,3	1,2	1,2	1,3	1,4
asphalte	29,4	26,0	25,7	24,6	23,7	23,5	23,3	24,8	28,9	32,3
lubrifiants et graisses	4,2	4,5	4,6	4,8	4,9	5,0	5,1	5,3	5,7	6,0
charge d'alimentation pétrochimique	8,6	15,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
GPL des raffineries	13,0	13,4	13,1	12,9	12,6	12,3	12,2	12,0	12,4	13,0
autres produits	57,8	63,7	62,7	61,7	59,6	58,8	58,2	58,3	61,1	65,1
total des produits pétroliers [a]	**380,9**	**394,6**	**387,2**	**378,1**	**368,7**	**363,0**	**358,4**	**354,1**	**364,2**	**383,4**

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
essence d'aviation	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
essence pour moteur	129,5	132,9	128,7	123,0	119,3	117,2	115,4	113,4	117,8	121,3
carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	16,5	18,2	18,9	19,4	19,8	20,0	20,4	21,3	22,3	23,6
- naphte (carburéacteur B)	8,5	5,9	5,9	5,8	5,6	5,5	5,4	5,0	4,3	4,6
- total	25,0	24,1	24,8	25,2	25,4	25,5	25,8	26,3	26,6	28,1
mazout léger et kérosène	4,3	3,6	3,8	3,9	3,9	4,0	4,2	4,6	5,2	5,5
carburant diesel	106,5	108,2	110,8	111,6	112,7	113,6	114,7	118,3	124,7	131,8
mazout lourd	1,9	2,0	1,8	1,5	1,5	1,4	1,4	1,5	1,6	1,7
asphalte	29,4	26,0	28,0	27,4	28,4	30,0	30,3	34,5	41,1	39,8
lubrifiants et graisses	4,2	4,5	4,5	4,7	4,8	4,9	5,0	5,2	5,5	5,8
charge d'alimentation pétrochimique	8,6	15,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
GPL des raffineries	13,0	13,4	13,3	13,1	13,1	13,1	13,2	13,5	14,4	14,9
autres produits	57,8	63,7	64,1	63,9	64,4	65,4	66,4	69,8	76,1	79,0
total des produits pétroliers [a]	**380,9**	**394,6**	**391,8**	**388,3**	**385,4**	**387,1**	**388,3**	**399,1**	**425,0**	**439,8**

Nota: [a] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A4-8 (suite)
Demande totale de produits pétroliers - Canada et régions

(pétajoules)

Colombie-Britannique et Territoires

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
essence d'aviation	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
essence pour moteur	128,5	124,7	123,1	121,6	119,9	118,7	117,6	116,4	117,6	123,2
carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	16,6	23,8	25,2	25,7	26,1	26,3	26,4	26,7	27,8	28,3
- naphte (carburéacteur B)	7,8	4,3	4,3	4,2	4,1	4,0	3,9	3,5	3,0	3,0
- total	24,4	28,1	29,5	30,0	30,2	30,2	30,3	30,2	30,8	31,3
mazout léger et kérosène	23,3	22,3	21,4	20,2	18,3	17,9	17,2	16,4	15,4	14,4
carburant diesel	94,4	102,0	103,3	105,1	106,9	109,1	111,0	116,6	124,2	133,3
mazout lourd	32,3	35,7	37,4	35,1	32,8	31,4	30,1	26,2	22,5	18,4
asphalte	11,0	12,4	12,1	11,9	11,8	12,0	12,2	12,7	14,3	16,2
lubrifiants et graisses	3,8	4,1	4,3	4,6	4,8	5,0	5,2	5,5	5,9	6,2
charge d'alimentation pétrochimique	0,9	1,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
GPL des raffineries	6,2	6,5	6,5	6,5	6,4	6,4	6,4	6,4	6,6	6,9
autres produits	24,6	31,2	31,5	31,6	31,7	32,0	32,3	33,4	35,6	38,4
total des produits pétroliers [a]	**350,7**	**369,9**	**371,1**	**368,4**	**364,8**	**364,7**	**364,3**	**365,7**	**374,8**	**390,1**

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
essence d'aviation	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
essence pour moteur	128,5	124,7	122,7	120,8	118,9	117,2	115,7	112,9	112,6	116,6
carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	16,6	23,8	24,8	25,4	25,9	26,2	26,7	27,8	29,2	30,8
- naphte (carburéacteur B)	7,8	4,3	4,2	4,2	4,0	4,0	3,9	3,6	3,1	3,3
- total	24,4	28,1	29,0	29,6	29,9	30,2	30,6	31,5	32,3	34,1
mazout léger et kérosène	23,3	22,3	21,0	20,1	18,6	16,8	15,8	12,7	10,9	11,0
carburant diesel	94,4	102,0	102,8	104,7	107,5	110,1	112,4	117,8	126,9	139,2
mazout lourd	32,3	35,7	34,8	30,9	27,7	26,3	25,2	21,5	20,8	18,8
asphalte	11,0	12,4	12,1	11,9	11,9	12,1	12,4	13,0	14,2	16,8
lubrifiants et graisses	3,8	4,1	4,2	4,4	4,5	4,6	4,7	4,9	5,1	5,5
charge d'alimentation pétrochimique	0,9	1,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
GPL des raffineries	6,2	6,5	6,5	6,4	6,3	6,3	6,3	6,3	6,4	6,8
autres produits	24,6	31,2	31,2	31,2	31,3	31,5	31,8	32,7	35,0	38,1
total des produits pétroliers [a]	**350,7**	**369,9**	**366,1**	**361,9**	**358,6**	**357,1**	**356,8**	**355,2**	**366,2**	**388,9**

Nota: [a] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Annexe 5

Tableau A5-1

Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

(gigawatts)

Canada

scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	16,9	16,9	17,0	17,4	17,8	18,4	18,7	19,3	19,8	19,7
mazout	3,6	4,7	5,2	5,7	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
gaz	2,7	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9	3,0	3,0	3,1
autres	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,9	1,1	1,2
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	2,5	2,7	2,7	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,7	3,1
combustion interne	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
nucléaire	9,9	11,7	12,6	13,0	13,0	13,9	14,7	14,5	14,0	13,9
hydroélectricité/réserve pompée	56,2	56,3	56,4	57,5	57,8	58,5	58,9	61,9	68,3	71,6
puissance installée totale	**92,8**	**95,9**	**97,6**	**100,1**	**100,9**	**103,1**	**104,9**	**108,6**	**115,3**	**118,9**
achats [a]	5,5	5,5	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	5,4	6,7	6,9
puissance disponible	98,3	101,4	103,8	106,3	107,1	109,3	111,1	114,0	122,0	125,9
ventes (exportation)	6,2	6,1	6,8	6,8	6,9	6,9	6,5	7,9	10,5	10,2
demande de pointe intérieure	73,2	74,7	75,9	75,9	76,3	77,7	79,5	84,2	90,0	97,1
pointe du réseau	79,4	80,8	82,7	82,7	83,2	84,6	86,0	92,0	100,5	107,3
puissance restante	18,9	20,6	21,2	23,6	23,9	24,7	25,1	22,0	21,5	18,6
% de pointe du réseau	23,9	25,5	25,6	28,5	28,8	29,2	29,2	23,9	21,4	17,3

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	16,9	16,9	17,0	17,4	17,8	18,4	18,8	19,4	21,4	22,3
mazout	3,6	4,7	5,2	5,7	5,8	5,9	5,9	5,9	6,0	6,0
gaz	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,8	2,8	2,9	2,8	2,8
autres	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,9	1,0	1,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	2,5	2,7	2,7	2,6	2,6	2,7	2,8	3,3	4,0	4,7
combustion interne	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
nucléaire	9,9	11,7	12,6	13,0	13,0	13,9	14,7	14,5	14,0	16,6
hydroélectricité/réserve pompée	56,2	56,3	56,4	57,5	57,8	58,5	59,9	63,3	71,6	79,0
puissance installée totale	**92,8**	**95,9**	**97,6**	**100,0**	**100,9**	**103,3**	**106,1**	**110,7**	**121,3**	**133,0**
achats [a]	5,5	5,5	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	5,4	6,4	6,9
puissance disponible	98,3	101,4	103,8	106,2	107,1	109,5	112,3	116,1	127,7	139,9
ventes (exportation)	6,2	6,1	6,8	6,8	6,9	6,4	6,5	7,9	10,2	10,2
demande de pointe intérieure	73,2	74,7	76,1	76,9	78,7	80,6	83,4	88,9	97,6	107,9
pointe du réseau	79,4	80,8	82,9	83,7	85,6	87,1	89,8	96,8	107,8	118,1
puissance restante	18,9	20,6	20,9	22,5	21,5	22,5	22,5	19,3	19,9	21,8
% de pointe du réseau	23,9	25,5	25,2	26,9	25,1	25,8	25,0	20,0	18,4	18,5

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Ne comprennent pas les importations et les achats interprovinciaux et le partage de la réserve.

Tableau A5-1 (suite)
Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

(mégawatts) **Terre-Neuve**

scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
mazout	505,0	505,0	525,0	545,0	550,0	550,0	550,0	550,0	555,0	555,0
gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	10,0	15,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	230,0	350,0
combustion interne	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	80,0	80,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	6367,0	6367,0	6367,0	6375,0	6375,0	6375,0	6375,0	6375,0	6375,0	6375,0
puissance installée totale	**7123,0**	**7123,0**	**7143,0**	**7171,0**	**7176,0**	**7176,0**	**7176,0**	**7181,0**	**7250,0**	**7375,0**
achats [a]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
puissance disponible	7123,0	7123,0	7143,0	7171,0	7176,0	7176,0	7176,0	7181,0	7250,0	7375,0
ventes (exportation)	4700,0	4700,0	4700,0	4700,0	4700,0	4700,0	4700,0	4700,0	4700,0	4400,0
demande de pointe intérieure	1820,0	1815,0	1831,0	1861,0	1893,0	1943,0	1983,0	2064,0	2243,0	2375,0
pointe du réseau	6520,0	6515,0	6531,0	6561,0	6593,0	6643,0	6683,0	6764,0	6943,0	6775,0
puissance restante	603,0	608,0	612,0	610,0	583,0	533,0	493,0	417,0	307,0	600,0
% de pointe du réseau	9,2	9,3	9,4	9,3	8,8	8,0	7,4	6,2	4,4	8,9

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
mazout	505,0	505,0	525,0	545,0	550,0	720,0	720,0	720,0	725,0	725,0
gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	10,0	15,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	170,0	170,0	170,0	170,0	230,0	290,0	350,0	890,0	1250,0	1250,0
combustion interne	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	80,0	80,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	6367,0	6367,0	6367,0	6375,0	6375,0	6375,0	6375,0	6375,0	6375,0	8073,0
puissance installée totale	**7123,0**	**7123,0**	**7143,0**	**7171,0**	**7236,0**	**7466,0**	**7526,0**	**8071,0**	**8440,0**	**10143,0**
achats [a]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
puissance disponible	7123,0	7123,0	7143,0	7171,0	7236,0	7466,0	7526,0	8071,0	8440,0	10143,0
ventes (exportation)	4700,0	4700,0	4700,0	4700,0	4700,0	4700,0	4700,0	4700,0	4400,0	4400,0
demande de pointe intérieure	1820,0	1815,0	1933,0	2044,0	2197,0	2322,0	2476,0	2936,0	3450,0	3625,0
pointe du réseau	6520,0	6515,0	6633,0	6744,0	6897,0	7022,0	7176,0	7636,0	7850,0	8025,0
puissance restante	603,0	608,0	510,0	427,0	339,0	444,0	350,0	435,0	590,0	2118,0
% de pointe du réseau	9,2	9,3	7,7	6,3	4,9	6,3	4,9	5,7	7,5	26,4

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] Ne comprennent pas les importations et les achats interprovinciaux et le partage de la réserve.

Tableau A5-1 (suite)

Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

(mégawatts)

Nouvelle-Écosse

scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	861,0	861,0	1013,0	1013,0	1013,0	1163,0	1163,0	1163,0	1313,0	1463,0
mazout	701,0	701,0	556,0	556,0	556,0	556,0	556,0	556,0	556,0	556,0
gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	28,0	38,0	38,0
autres	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	49,0	59,0	59,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0
combustion interne	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0
puissance installée totale	**2173,0**	**2173,0**	**2180,0**	**2180,0**	**2180,0**	**2330,0**	**2330,0**	**2388,0**	**2558,0**	**2708,0**
achats [a]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
puissance disponible	2173,0	2173,0	2180,0	2180,0	2180,0	2330,0	2330,0	2388,0	2558,0	2708,0
ventes (exportation)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
demande de pointe intérieure	1469,0	1484,0	1546,0	1606,0	1650,0	1713,0	1748,0	1868,0	2033,0	2127,0
pointe du réseau	1469,0	1484,0	1546,0	1606,0	1650,0	1713,0	1748,0	1868,0	2033,0	2127,0
puissance restante	704,0	689,0	634,0	574,0	530,0	617,0	582,0	520,0	525,0	581,0
% de pointe du réseau	47,9	46,4	41,0	35,7	32,1	36,0	33,3	27,8	25,8	27,3

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	861,0	861,0	1013,0	1013,0	1013,0	1163,0	1163,0	1163,0	1463,0	1613,0
mazout	701,0	701,0	556,0	556,0	556,0	556,0	556,0	556,0	556,0	556,0
gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	28,0	38,0	38,0
autres	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	49,0	59,0	59,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0
combustion interne	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0
puissance installée totale	**2173,0**	**2173,0**	**2180,0**	**2180,0**	**2180,0**	**2330,0**	**2330,0**	**2388,0**	**2708,0**	**2858,0**
achats [a]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
puissance disponible	2173,0	2173,0	2180,0	2180,0	2180,0	2330,0	2330,0	2388,0	2708,0	2858,0
ventes (exportation)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
demande de pointe intérieure	1469,0	1484,0	1537,0	1603,0	1663,0	1736,0	1784,0	1942,0	2161,0	2341,0
pointe du réseau	1469,0	1484,0	1537,0	1603,0	1663,0	1736,0	1784,0	1942,0	2161,0	2341,0
puissance restante	704,0	689,0	643,0	577,0	517,0	594,0	546,0	446,0	547,0	517,0
% de pointe du réseau	47,9	46,4	41,8	36,0	31,1	34,2	30,6	23,0	25,3	22,1

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Ne comprennent pas les importations et les achats interprovinciaux et le partage de la réserve.

Tableau A5-1 (suite)
Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

(mégawatts) — **Île-du-Prince-Édouard**

scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
mazout	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0
gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	41,0	41,0	41,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	61,0	61,0
combustion interne	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
puissance installée totale	123,0	123,0	123,0	133,0	133,0	133,0	133,0	133,0	143,0	143,0
achats [a]	20,0	20,0	20,0	20,0	35,0	35,0	35,0	50,0	50,0	65,0
puissance disponible	143,0	143,0	143,0	153,0	168,0	168,0	168,0	183,0	193,0	208,0
ventes (exportation)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
demande de pointe intérieure	109,0	119,0	123,0	127,0	131,0	134,0	138,0	147,0	160,0	172,0
pointe du réseau	109,0	119,0	123,0	127,0	131,0	134,0	138,0	147,0	160,0	172,0
puissance restante	34,0	24,0	20,0	26,0	37,0	34,0	30,0	36,0	33,0	36,0
% de pointe du réseau	31,2	20,2	16,3	20,5	28,2	25,4	21,7	24,5	20,6	20,9

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
mazout	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0
gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	41,0	41,0	41,0	51,0	51,0	51,0	51,0	61,0	61,0	61,0
combustion interne	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
puissance installée totale	123,0	123,0	123,0	133,0	133,0	133,0	133,0	143,0	143,0	143,0
achats [a]	20,0	20,0	20,0	20,0	35,0	35,0	35,0	50,0	50,0	65,0
puissance disponible	143,0	143,0	143,0	153,0	168,0	168,0	168,0	193,0	193,0	208,0
ventes (exportation)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
demande de pointe intérieure	109,0	119,0	123,0	127,0	131,0	135,0	139,0	149,0	164,0	178,0
pointe du réseau	109,0	119,0	123,0	127,0	131,0	135,0	139,0	149,0	164,0	178,0
puissance restante	34,0	24,0	20,0	26,0	37,0	33,0	29,0	44,0	29,0	30,0
% de pointe du réseau	31,2	20,2	16,3	20,5	28,2	24,4	20,9	29,5	17,7	16,9

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Ne comprennent pas les importations et les achats interprovinciaux et le partage de la réserve.

Tableau A5-1 (suite)

Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

(mégawatts)

Nouveau-Brunswick

scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	305,0	305,0	305,0	290,0	305,0	305,0	305,0	905,0	905,0	905,0
mazout	1476,0	1476,0	1476,0	1476,0	1476,0	1476,0	1476,0	1476,0	1476,0	1476,0
gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	35,0	57,0	57,0
autres	41,0	41,0	41,0	55,0	61,0	61,0	111,0	111,0	111,0	111,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	181,0	337,0
combustion interne	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
nucléaire	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0
hydroélectricité/réserve pompée	899,0	899,0	899,0	899,0	899,0	899,0	899,0	899,0	899,0	899,0
puissance installée totale	**3377,0**	**3377,0**	**3377,0**	**3376,0**	**3397,0**	**3397,0**	**3447,0**	**4082,0**	**4260,0**	**4416,0**
achats [a]	0,0	0,0	675,0	675,0	675,0	675,0	675,0	0,0	0,0	0,0
puissance disponible	3377,0	3377,0	4052,0	4051,0	4072,0	4072,0	4122,0	4082,0	4260,0	4416,0
ventes (exportation)	402,0	402,0	402,0	402,0	417,0	417,0	352,0	337,0	337,0	352,0
demande de pointe intérieure	2199,0	2263,0	2392,0	2512,0	2556,0	2688,0	2757,0	2870,0	3012,0	3147,0
pointe du réseau	2601,0	2665,0	2794,0	2914,0	2973,0	3105,0	3109,0	3207,0	3349,0	3499,0
puissance restante	776,0	712,0	1258,0	1137,0	1099,0	967,0	1013,0	875,0	911,0	917,0
% de pointe du réseau	29,8	26,7	45,0	39,0	37,0	31,1	32,6	27,3	27,2	26,2

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	305,0	305,0	305,0	290,0	305,0	305,0	305,0	905,0	905,0	1105,0
mazout	1476,0	1476,0	1476,0	1476,0	1476,0	1476,0	1476,0	1476,0	1476,0	1476,0
gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	35,0	57,0	57,0
autres	41,0	41,0	41,0	55,0	61,0	61,0	111,0	111,0	111,0	111,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	181,0	337,0
combustion interne	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
nucléaire	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0
hydroélectricité/réserve pompée	899,0	899,0	899,0	899,0	899,0	899,0	899,0	899,0	899,0	899,0
puissance installée totale	**3377,0**	**3377,0**	**3377,0**	**3376,0**	**3397,0**	**3397,0**	**3447,0**	**4082,0**	**4260,0**	**4616,0**
achats [a]	0,0	0,0	675,0	675,0	675,0	675,0	675,0	0,0	0,0	0,0
puissance disponible	3377,0	3377,0	4052,0	4051,0	4072,0	4072,0	4122,0	4082,0	4260,0	4616,0
ventes (exportation)	402,0	402,0	402,0	402,0	417,0	417,0	352,0	337,0	337,0	352,0
demande de pointe intérieure	2199,0	2263,0	2373,0	2507,0	2582,0	2728,0	2809,0	2961,0	3186,0	3440,0
pointe du réseau	2601,0	2665,0	2775,0	2909,0	2999,0	3145,0	3161,0	3298,0	3523,0	3792,0
puissance restante	776,0	712,0	1277,0	1142,0	1073,0	927,0	961,0	784,0	737,0	824,0
% de pointe du réseau	29,8	26,7	46,0	39,3	35,8	29,5	30,4	23,8	20,9	21,7

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Ne comprennent pas les importations et les achats interprovinciaux et le partage de la réserve.

Tableau A5-1 (suite)
Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

(mégawatts)

Atlantique

scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	1166,0	1166,0	1318,0	1303,0	1318,0	1468,0	1468,0	2068,0	2218,0	2368,0
mazout	2753,0	2753,0	2628,0	2648,0	2653,0	2653,0	2653,0	2653,0	2658,0	2658,0
gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	63,0	95,0	95,0
autres	60,0	60,0	60,0	74,0	80,0	80,0	130,0	165,0	180,0	185,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	441,0	441,0	441,0	451,0	451,0	451,0	451,0	451,0	677,0	953,0
combustion interne	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	93,0	93,0
nucléaire	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0
hydroélectricité/réserve pompée	7652,0	7652,0	7652,0	7660,0	7660,0	7660,0	7660,0	7660,0	7660,0	7660,0
puissance installée totale	**12796,0**	**12796,0**	**12823,0**	**12860,0**	**12886,0**	**13036,0**	**13086,0**	**13784,0**	**14211,0**	**14642,0**
achats [a]	20,0	20,0	695,0	695,0	710,0	710,0	710,0	50,0	50,0	65,0
puissance disponible	12816,0	12816,0	13518,0	13555,0	13596,0	13746,0	13796,0	13834,0	14261,0	14707,0
ventes (exportation)	5102,0	5102,0	5102,0	5102,0	5117,0	5117,0	5052,0	5037,0	5037,0	4752,0
demande de pointe intérieure	5597,0	5681,0	5892,0	6106,0	6230,0	6478,0	6626,0	6949,0	7448,0	7821,0
pointe du réseau	10699,0	10783,0	10994,0	11208,0	11347,0	11595,0	11678,0	11986,0	12485,0	12573,0
puissance restante	2117,0	2033,0	2524,0	2347,0	2249,0	2151,0	2118,0	1848,0	1776,0	2134,0
% de pointe du réseau	19,8	18,9	23,0	20,9	19,8	18,6	18,1	15,4	14,2	17,0

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	1166,0	1166,0	1318,0	1303,0	1318,0	1468,0	1468,0	2068,0	2368,0	2718,0
mazout	2753,0	2753,0	2628,0	2648,0	2653,0	2823,0	2823,0	2823,0	2828,0	2828,0
gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	63,0	95,0	95,0
autres	60,0	60,0	60,0	74,0	80,0	80,0	130,0	165,0	180,0	185,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	441,0	441,0	441,0	451,0	511,0	571,0	631,0	1181,0	1697,0	1853,0
combustion interne	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	93,0	93,0
nucléaire	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0
hydroélectricité/réserve pompée	7652,0	7652,0	7652,0	7660,0	7660,0	7660,0	7660,0	7660,0	7660,0	9358,0
puissance installée totale	**12796,0**	**12796,0**	**12823,0**	**12860,0**	**12946,0**	**13326,0**	**13436,0**	**14684,0**	**15551,0**	**17760,0**
achats [a]	20,0	20,0	695,0	695,0	710,0	710,0	710,0	50,0	50,0	65,0
puissance disponible	12816,0	12816,0	13518,0	13555,0	13656,0	14036,0	14146,0	14734,0	15601,0	17825,0
ventes (exportation)	5102,0	5102,0	5102,0	5102,0	5117,0	5117,0	5052,0	5037,0	4737,0	4752,0
demande de pointe intérieure	5597,0	5681,0	5966,0	6281,0	6573,0	6921,0	7208,0	7988,0	8961,0	9584,0
pointe du réseau	10699,0	10783,0	11068,0	11383,0	11690,0	12038,0	12260,0	13025,0	13698,0	14336,0
puissance restante	2117,0	2033,0	2450,0	2172,0	1966,0	1998,0	1886,0	1709,0	1903,0	3489,0
% de pointe du réseau	19,8	18,9	22,1	19,1	16,8	16,6	15,4	13,1	13,9	24,3

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] Ne comprennent pas les importations et les achats interprovinciaux et le partage de la réserve.

Tableau A5-1 (suite)

Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

(mégawatts) — **Québec**

scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
mazout	664,0	664,0	664,0	660,0	660,0	660,0	660,0	650,0	650,0	650,0
gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	4,0	4,0	4,0	10,0	10,0	10,0	10,0	20,0	20,0	20,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	441,0	441,0	441,0	441,0	441,0	441,0	441,0	441,0	441,0	441,0
combustion interne	62,0	62,0	62,0	62,0	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0
nucléaire	685,0	685,0	685,0	685,0	685,0	685,0	685,0	685,0	685,0	685,0
hydroélectricité/réserve pompée	25214,0	25220,0	25360,0	26390,0	26450,0	26498,0	26548,0	29094,0	33635,0	35828,0
puissance installée totale	**27070,0**	**27076,0**	**27216,0**	**28248,0**	**28365,0**	**28413,0**	**28463,0**	**31009,0**	**35550,0**	**37743,0**
achats [a]	4700,0	4700,0	4700,0	4700,0	4700,0	4700,0	4700,0	4700,0	4700,0	4400,0
puissance disponible	31770,0	31776,0	31916,0	32948,0	33065,0	33113,0	33163,0	35709,0	40250,0	42143,0
ventes (exportation)	237,0	287,0	962,0	962,0	1062,0	1062,0	1161,0	1336,0	3186,0	3186,0
demande de pointe intérieure	27274,0	27748,0	27692,0	27208,0	27256,0	27902,0	28595,0	30512,0	32982,0	35388,0
pointe du réseau	27511,0	28035,0	28654,0	28170,0	28318,0	28964,0	29756,0	31848,0	36168,0	38574,0
puissance restante	4259,0	3741,0	3262,0	4778,0	4747,0	4149,0	3407,0	3861,0	4082,0	3569,0
% de pointe du réseau	15,5	13,3	11,4	17,0	16,8	14,3	11,4	12,1	11,3	9,3

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
mazout	664,0	664,0	664,0	660,0	660,0	660,0	660,0	650,0	650,0	650,0
gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	4,0	4,0	4,0	10,0	10,0	10,0	10,0	20,0	20,0	20,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	441,0	441,0	441,0	441,0	441,0	441,0	441,0	441,0	441,0	441,0
combustion interne	62,0	62,0	62,0	62,0	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0
nucléaire	685,0	685,0	685,0	685,0	685,0	685,0	685,0	685,0	685,0	685,0
hydroélectricité/réserve pompée	25214,0	25220,0	25360,0	26390,0	26450,0	26498,0	27499,0	29882,0	35828,0	40431,0
puissance installée totale	**27070,0**	**27076,0**	**27216,0**	**28248,0**	**28365,0**	**28413,0**	**29414,0**	**31797,0**	**37743,0**	**42346,0**
achats [a]	4700,0	4700,0	4700,0	4700,0	4700,0	4700,0	4700,0	4700,0	4400,0	4400,0
puissance disponible	31770,0	31776,0	31916,0	32948,0	33065,0	33113,0	34114,0	36497,0	42143,0	46746,0
ventes (exportation)	237,0	287,0	962,0	962,0	1062,0	1062,0	1161,0	1336,0	3186,0	3186,0
demande de pointe intérieure	27274,0	27748,0	27691,0	27471,0	27992,0	28629,0	29536,0	31758,0	35250,0	39246,0
pointe du réseau	27511,0	28035,0	28653,0	28433,0	29054,0	29691,0	30697,0	33094,0	38436,0	42432,0
puissance restante	4259,0	3741,0	3263,0	4515,0	4011,0	3422,0	3417,0	3403,0	3707,0	4314,0
% de pointe du réseau	15,5	13,3	11,4	15,9	13,8	11,5	11,1	10,3	9,6	10,2

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Ne comprennent pas les importations et les achats interprovinciaux et le partage de la réserve.

Tableau A5-1 (suite)
Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

(mégawatts) Ontario

scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	8891,0	8891,0	8891,0	8891,0	8891,0	8891,0	8991,0	8991,0	8991,0	8991,0
mazout	50,0	1166,0	1724,0	2282,0	2302,0	2302,0	2302,0	2302,0	2332,0	2332,0
gaz	165,0	165,0	188,0	196,0	204,0	212,0	240,0	276,0	291,0	291,0
autres	90,0	90,0	106,0	114,0	122,0	130,0	138,0	164,0	164,0	164,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	729,0	837,0	837,0	842,0	842,0	852,0	852,0	852,0	872,0	872,0
combustion interne	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
nucléaire	8589,0	10424,0	11305,0	11671,0	11671,0	12552,0	13433,0	13208,0	12692,0	12597,0
hydroélectricité/réserve pompée	7164,0	7164,0	7164,0	7209,0	7209,0	7209,0	7209,0	7209,0	8276,0	8276,0
puissance installée totale	**25678,0**	**28737,0**	**30215,0**	**31205,0**	**31241,0**	**32148,0**	**33165,0**	**33002,0**	**33618,0**	**33523,0**
achats [a]	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	256,0	256,0
puissance disponible	25734,0	28793,0	30271,0	31261,0	31297,0	32204,0	33221,0	33058,0	33874,0	33779,0
ventes (exportation)	635,0	435,0	435,0	435,0	435,0	435,0	0,0	0,0	0,0	0,0
demande de pointe intérieure	21569,0	22157,0	22729,0	22988,0	23205,0	23623,0	24296,0	25625,0	26427,0	27914,0
pointe du réseau	22204,0	22592,0	23164,0	23423,0	23640,0	24058,0	24296,0	25625,0	26427,0	27914,0
puissance restante	3530,0	6201,0	7107,0	7838,0	7657,0	8146,0	8925,0	7433,0	7447,0	5865,0
% de pointe du réseau	15,9	27,4	30,7	33,5	32,4	33,9	36,7	29,0	28,2	21,0

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	8891,0	8891,0	8891,0	8891,0	8891,0	8891,0	8991,0	8991,0	8991,0	8991,0
mazout	50,0	1166,0	1724,0	2282,0	2302,0	2302,0	2302,0	2302,0	2332,0	2332,0
gaz	165,0	165,0	188,0	196,0	204,0	212,0	240,0	276,0	291,0	291,0
autres	90,0	90,0	106,0	114,0	122,0	130,0	138,0	164,0	164,0	164,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	729,0	837,0	837,0	842,0	842,0	852,0	852,0	852,0	872,0	976,0
combustion interne	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
nucléaire	8589,0	10424,0	11305,0	11671,0	11671,0	12552,0	13433,0	13208,0	12692,0	15240,0
hydroélectricité/réserve pompée	7164,0	7164,0	7164,0	7209,0	7209,0	7209,0	7209,0	7607,0	8276,0	8276,0
puissance installée totale	**25678,0**	**28737,0**	**30215,0**	**31205,0**	**31241,0**	**32148,0**	**33165,0**	**33400,0**	**33618,0**	**36270,0**
achats [a]	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	256,0	256,0
puissance disponible	25734,0	28793,0	30271,0	31261,0	31297,0	32204,0	33221,0	33456,0	33874,0	36526,0
ventes (exportation)	635,0	435,0	435,0	435,0	435,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
demande de pointe intérieure	21569,0	22157,0	22694,0	23193,0	23875,0	24430,0	25448,0	26337,0	27465,0	30093,0
pointe du réseau	22204,0	22592,0	23129,0	23628,0	24310,0	24430,0	25448,0	26337,0	27465,0	30093,0
puissance restante	3530,0	6201,0	7142,0	7633,0	6987,0	7774,0	7773,0	7119,0	6409,0	6433,0
% de pointe du réseau	15,9	27,4	30,9	32,3	28,7	31,8	30,5	27,0	23,3	21,4

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] Ne comprennent pas les importations et les achats interprovinciaux et le partage de la réserve.

Tableau A5-1 (suite)

Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

(mégawatts)

Manitoba

scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	369,0	369,0	369,0	369,0	369,0	369,0	369,0	369,0	105,0	105,0
mazout	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
gaz	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0
autres	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	0,0	0,0
combustion interne	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	3548,0	3548,0	3548,0	3548,0	3804,0	4444,0	4828,0	4828,0	5602,0	6118,0
puissance installée totale	**4049,0**	**4049,0**	**4049,0**	**4049,0**	**4305,0**	**4945,0**	**5329,0**	**5329,0**	**5814,0**	**6330,0**
achats [a]	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	200,0	200,0	200,0
puissance disponible	4349,0	4349,0	4349,0	4349,0	4605,0	5245,0	5629,0	5529,0	6014,0	6530,0
ventes (exportation)	100,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	500,0	1250,0	1250,0
demande de pointe intérieure	3082,0	3065,0	3231,0	3256,0	3277,0	3388,0	3432,0	3629,0	3910,0	4320,0
pointe du réseau	3182,0	3225,0	3391,0	3416,0	3437,0	3548,0	3592,0	4129,0	5160,0	5570,0
puissance restante	1167,0	1124,0	958,0	933,0	1168,0	1697,0	2037,0	1400,0	854,0	960,0
% de pointe du réseau	36,7	34,9	28,3	27,3	34,0	47,8	56,7	33,9	16,6	17,2

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	369,0	369,0	369,0	369,0	369,0	369,0	369,0	369,0	105,0	105,0
mazout	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
gaz	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0
autres	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	0,0	0,0
combustion interne	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	3548,0	3548,0	3548,0	3548,0	3804,0	4444,0	4828,0	4828,0	6118,0	6206,0
puissance installée totale	**4049,0**	**4049,0**	**4049,0**	**4049,0**	**4305,0**	**4945,0**	**5329,0**	**5329,0**	**6330,0**	**6418,0**
achats [a]	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	200,0	200,0	200,0
puissance disponible	4349,0	4349,0	4349,0	4349,0	4605,0	5245,0	5629,0	5529,0	6530,0	6618,0
ventes (exportation)	100,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	500,0	1250,0	1250,0
demande de pointe intérieure	3082,0	3065,0	3237,0	3280,0	3312,0	3400,0	3466,0	3693,0	4037,0	4492,0
pointe du réseau	3182,0	3225,0	3397,0	3440,0	3472,0	3560,0	3626,0	4193,0	5287,0	5742,0
puissance restante	1167,0	1124,0	952,0	909,0	1133,0	1685,0	2003,0	1336,0	1243,0	876,0
% de pointe du réseau	36,7	34,9	28,0	26,4	32,6	47,3	55,2	31,9	23,5	15,3

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Ne comprennent pas les importations et les achats interprovinciaux et le partage de la réserve.

Tableau A5-1 (suite)
Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

(mégawatts) **Saskatchewan**

scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	1595,0	1595,0	1595,0	1595,0	1595,0	1595,0	1875,0	1875,0	1875,0	1875,0
mazout	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
gaz	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	138,0	138,0	138,0	138,0	138,0
autres	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	41,0	41,0	41,0	46,0	46,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	157,0	157,0	157,0	157,0	157,0	157,0	157,0	157,0	157,0	157,0
combustion interne	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	821,0	821,0	821,0	821,0	821,0	821,0	821,0	821,0	921,0	1221,0
puissance installée totale	**2747,0**	**2747,0**	**2747,0**	**2747,0**	**2747,0**	**2762,0**	**3042,0**	**3042,0**	**3147,0**	**3447,0**
achats [a]	100,0	100,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	100,0	100,0	100,0
puissance disponible	2847,0	2847,0	2897,0	2897,0	2897,0	2912,0	3192,0	3142,0	3247,0	3547,0
ventes (exportation)	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
demande de pointe intérieure	2129,0	2131,0	2286,0	2273,0	2250,0	2289,0	2321,0	2454,0	2721,0	2973,0
pointe du réseau	2139,0	2141,0	2296,0	2283,0	2260,0	2299,0	2331,0	2464,0	2731,0	2983,0
puissance restante	708,0	706,0	601,0	614,0	637,0	613,0	861,0	678,0	516,0	564,0
% de pointe du réseau	33,1	33,0	26,2	26,9	28,2	26,7	36,9	27,5	18,9	18,9

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	1595,0	1595,0	1595,0	1595,0	1595,0	1595,0	1875,0	1875,0	2155,0	2155,0
mazout	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
gaz	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	138,0	138,0	138,0	138,0	138,0
autres	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	41,0	41,0	41,0	46,0	46,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	157,0	157,0	157,0	157,0	157,0	157,0	157,0	157,0	157,0	257,0
combustion interne	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	821,0	821,0	821,0	821,0	821,0	821,0	821,0	821,0	1221,0	1221,0
puissance installée totale	**2747,0**	**2747,0**	**2747,0**	**2747,0**	**2747,0**	**2762,0**	**3042,0**	**3042,0**	**3727,0**	**3827,0**
achats [a]	100,0	100,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	100,0	100,0	100,0
puissance disponible	2847,0	2847,0	2897,0	2897,0	2897,0	2912,0	3192,0	3142,0	3827,0	3927,0
ventes (exportation)	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
demande de pointe intérieure	2129,0	2131,0	2307,0	2337,0	2359,0	2413,0	2462,0	2658,0	3064,0	3386,0
pointe du réseau	2139,0	2141,0	2317,0	2347,0	2369,0	2423,0	2472,0	2668,0	3074,0	3396,0
puissance restante	708,0	706,0	580,0	550,0	528,0	489,0	720,0	474,0	753,0	531,0
% de pointe du réseau	33,1	33,0	25,0	23,4	22,3	20,2	29,1	17,8	24,5	15,6

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Ne comprennent pas les importations et les achats interprovinciaux et le partage de la réserve.

Tableau A5-1 (suite)

Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

(mégawatts)

Alberta

scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	4845,0	4845,0	4845,0	5251,0	5634,0	6040,0	6040,0	6040,0	5978,0	5768,0
mazout	7,0	7,0	7,0	7,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
gaz	1330,0	1330,0	1359,0	1375,0	1355,0	1380,0	1405,0	1475,0	1405,0	1515,0
autres	47,0	60,0	89,0	113,0	135,0	160,0	185,0	325,0	465,0	575,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	573,0	581,0	581,0	531,0	501,0	501,0	501,0	511,0	406,0	486,0
combustion interne	66,0	66,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	734,0	734,0	734,0	734,0	734,0	734,0	734,0	734,0	734,0	734,0
puissance installée totale	**7602,0**	**7623,0**	**7685,0**	**8081,0**	**8439,0**	**8895,0**	**8945,0**	**9165,0**	**9068,0**	**9158,0**
achats [a]	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
puissance disponible	7902,0	7923,0	7985,0	8381,0	8739,0	9195,0	9245,0	9465,0	9368,0	9458,0
ventes (exportation)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
demande de pointe intérieure	5322,0	5467,0	5543,0	5608,0	5587,0	5550,0	5617,0	6047,0	6802,0	7774,0
pointe du réseau	5322,0	5467,0	5543,0	5608,0	5587,0	5550,0	5617,0	6047,0	6802,0	7774,0
puissance restante	2580,0	2456,0	2442,0	2773,0	3152,0	3645,0	3628,0	3418,0	2566,0	1684,0
% de pointe du réseau	48,5	44,9	44,1	49,4	56,4	65,7	64,6	56,5	37,7	21,7

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	4845,0	4845,0	4845,0	5251,0	5640,0	6052,0	6052,0	6065,0	7153,0	7705,0
mazout	7,0	7,0	7,0	7,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
gaz	1330,0	1330,0	1330,0	1330,0	1308,0	1320,0	1320,0	1313,0	1205,0	1231,0
autres	47,0	60,0	61,0	68,0	106,0	138,0	163,0	275,0	365,0	427,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	573,0	581,0	581,0	531,0	501,0	501,0	501,0	511,0	706,0	986,0
combustion interne	66,0	66,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	734,0	734,0	734,0	734,0	734,0	734,0	734,0	734,0	734,0	734,0
puissance installée totale	**7602,0**	**7623,0**	**7628,0**	**7991,0**	**8369,0**	**8825,0**	**8850,0**	**8978,0**	**10243,0**	**11163,0**
achats [a]	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
puissance disponible	7902,0	7923,0	7928,0	8291,0	8669,0	9125,0	9150,0	9278,0	10543,0	11463,0
ventes (exportation)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
demande de pointe intérieure	5322,0	5467,0	5716,0	5822,0	6068,0	6237,0	6508,0	7322,0	8695,0	9574,0
pointe du réseau	5322,0	5467,0	5716,0	5822,0	6068,0	6237,0	6508,0	7322,0	8695,0	9574,0
puissance restante	2580,0	2456,0	2212,0	2469,0	2601,0	2888,0	2642,0	1956,0	1848,0	1889,0
% de pointe du réseau	48,5	44,9	38,7	42,4	42,9	46,3	40,6	26,7	21,3	19,7

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Ne comprennent pas les importations et les achats interprovinciaux et le partage de la réserve.

Tableau A5-1 (suite)
Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

(mégawatts)	Prairies									
	scénario bas									
type de production	**1986**	**1987**	**1988**	**1989**	**1990**	**1991**	**1992**	**1995**	**2000**	**2005**
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	6809,0	6809,0	6809,0	7215,0	7598,0	8004,0	8284,0	8284,0	7958,0	7748,0
mazout	29,0	29,0	29,0	29,0	32,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
gaz	1515,0	1515,0	1544,0	1560,0	1540,0	1572,0	1597,0	1667,0	1597,0	1707,0
autres	91,0	104,0	133,0	157,0	179,0	209,0	234,0	374,0	519,0	629,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	755,0	763,0	763,0	713,0	683,0	683,0	683,0	693,0	563,0	643,0
combustion interne	96,0	96,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
nucléaire										
hydroélectricité/réserve pompée	5103,0	5103,0	5103,0	5103,0	5359,0	5999,0	6383,0	6383,0	7257,0	8073,0
puissance installée totale	**14396,0**	**14419,0**	**14481,0**	**14877,0**	**15491,0**	**16602,0**	**17316,0**	**17536,0**	**18029,0**	**18935,0**
achats [a]	700,0	700,0	750,0	750,0	750,0	750,0	750,0	600,0	600,0	600,0
puissance disponible	15098,0	15119,0	15231,0	15627,0	16241,0	17352,0	18066,0	18136,0	18629,0	19535,0
ventes (exportation)	110,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	510,0	1260,0	1260,0
demande de pointe intérieure	10533,0	10663,0	11060,0	11137,0	11114,0	11227,0	11370,0	12130,0	13433,0	15067,0
pointe du réseau	10643,0	10833,0	11230,0	11307,0	11284,0	11397,0	11540,0	12640,0	14693,0	16327,0
puissance restante	4455,0	4286,0	4001,0	4320,0	4957,0	5955,0	6526,0	5496,0	3936,0	3208,0
% de pointe du réseau	41,9	39,6	35,6	38,2	43,9	52,3	56,6	43,5	26,8	19,6
	scénario élevé									
type de production	**1986**	**1987**	**1988**	**1989**	**1990**	**1991**	**1992**	**1995**	**2000**	**2005**
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	6809,0	6809,0	6809,0	7215,0	7604,0	8016,0	8296,0	8309,0	9413,0	9965,0
mazout	29,0	29,0	29,0	29,0	32,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
gaz	1515,0	1515,0	1515,0	1515,0	1493,0	1512,0	1512,0	1505,0	1397,0	1423,0
autres	91,0	104,0	105,0	112,0	150,0	187,0	212,0	324,0	419,0	481,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	755,0	763,0	763,0	713,0	683,0	683,0	683,0	693,0	863,0	1243,0
combustion interne	96,0	96,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
nucléaire										
hydroélectricité/réserve pompée	5103,0	5103,0	5103,0	5103,0	5359,0	5999,0	6383,0	6383,0	8073,0	8161,0
puissance installée totale	**14398,0**	**14419,0**	**14424,0**	**14787,0**	**15421,0**	**16532,0**	**17221,0**	**17349,0**	**20300,0**	**21408,0**
achats [a]	700,0	700,0	750,0	750,0	750,0	750,0	750,0	600,0	600,0	600,0
puissance disponible	15098,0	15119,0	15174,0	15537,0	16171,0	17282,0	17971,0	17949,0	20900,0	22008,0
ventes (exportation)	110,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	510,0	1260,0	1260,0
demande de pointe intérieure	10533,0	10663,0	11260,0	11439,0	11739,0	12050,0	12436,0	13673,0	15796,0	17452,0
pointe du réseau	10643,0	10663,0	11260,0	11439,0	11739,0	12050,0	12436,0	14183,0	17056,0	18712,0
puissance restante	4455,0	4456,0	3914,0	4098,0	4432,0	5232,0	5535,0	3766,0	3844,0	3296,0
% de pointe du réseau	41,9	41,8	34,8	35,8	37,8	43,4	44,5	26,6	22,5	17,6

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] Ne comprennent pas les importations et les achats interprovinciaux et le partage de la réserve.

Tableau A5-1 (suite)

Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

(mégawatts)

Colombie-Britannique

scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	600,0	600,0
mazout	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0
gaz	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0
autres	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0
combustion interne	77,0	77,0	77,0	77,0	77,0	77,0	77,0	77,0	77,0	77,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	10991,0	10991,0	10991,0	10991,0	10991,0	10991,0	10991,0	11391,0	11391,0	11593,0
puissance installée totale	12579,0	12579,0	12579,0	12579,0	12579,0	12579,0	12579,0	12979,0	13579,0	13781,0
achats [a]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1100,0	1600,0
puissance disponible	12579,0	12579,0	12579,0	12579,0	12579,0	12579,0	12579,0	12979,0	14679,0	15381,0
ventes (exportation)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	1000,0	1000,0	1000,0
demande de pointe intérieure	7830,0	8102,0	8154,0	8132,0	8103,0	8126,0	8252,0	8561,0	9331,0	10411,0
pointe du réseau	7930,0	8202,0	8254,0	8232,0	8203,0	8226,0	8352,0	9561,0	10331,0	11411,0
puissance restante	4649,0	4377,0	4325,0	4347,0	4376,0	4353,0	4227,0	3418,0	4348,0	3970,0
% de pointe du réseau	58,6	53,4	52,4	52,8	53,3	52,9	50,6	35,7	42,1	34,8

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	600,0	600,0
mazout	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0
gaz	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0
autres	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0
combustion interne	77,0	77,0	77,0	77,0	77,0	77,0	77,0	77,0	77,0	77,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	10991,0	10991,0	10991,0	10991,0	10991,0	10991,0	10991,0	11593,0	11593,0	12673,0
puissance installée totale	12579,0	12579,0	12579,0	12579,0	12579,0	12579,0	12579,0	13181,0	13781,0	14861,0
achats [a]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1100,0	1600,0
puissance disponible	12579,0	12579,0	12579,0	12579,0	12579,0	12579,0	12579,0	13181,0	14881,0	16461,0
ventes (exportation)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	1000,0	1000,0	1000,0
demande de pointe intérieure	7830,0	8102,0	8110,0	8134,0	8162,0	8185,0	8329,0	8728,0	9688,0	10978,0
pointe du réseau	7930,0	8202,0	8210,0	8234,0	8262,0	8285,0	8429,0	9728,0	10688,0	11978,0
puissance restante	4649,0	4377,0	4369,0	4345,0	4317,0	4294,0	4150,0	3453,0	4193,0	4483,0
% de pointe du réseau	58,6	53,4	53,2	52,8	52,3	51,8	49,2	35,5	39,2	37,4

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Ne comprennent pas les importations et les achats interprovinciaux et le partage de la réserve.

Tableau A5-1 (suite)
Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

(mégawatts)

Yukon

scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
mazout	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
combustion interne	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	82,0	82,0
puissance installée totale	**122,0**	**122,0**	**122,0**	**122,0**	**122,0**	**122,0**	**122,0**	**122,0**	**124,0**	**124,0**
achats [a]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
puissance disponible	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	124,0	124,0
ventes (exportation)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
demande de pointe intérieure	69,0	59,0	59,0	60,0	60,0	60,0	61,0	64,0	71,0	80,0
pointe du réseau	69,0	59,0	59,0	60,0	60,0	60,0	61,0	64,0	71,0	80,0
puissance restante	53,0	63,0	63,0	62,0	62,0	62,0	61,0	58,0	53,0	44,0
% de pointe du réseau	76,8	106,8	106,8	103,3	103,3	103,3	100,0	90,6	74,6	55,0

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
mazout	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
combustion interne	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	82,0	82,0	82,0
puissance installée totale	**122,0**	**122,0**	**122,0**	**122,0**	**122,0**	**122,0**	**122,0**	**124,0**	**124,0**	**124,0**
achats [a]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
puissance disponible	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	124,0	124,0	124,0
ventes (exportation)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
demande de pointe intérieure	69,0	59,0	67,0	68,0	69,0	70,0	72,0	76,0	83,0	91,0
pointe du réseau	69,0	59,0	67,0	68,0	69,0	70,0	72,0	76,0	83,0	91,0
puissance restante	53,0	63,0	55,0	54,0	53,0	52,0	50,0	48,0	41,0	33,0
% de pointe du réseau	76,8	106,8	82,1	79,4	76,8	74,3	69,4	63,2	49,4	36,3

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Ne comprennent pas les importations et les achats interprovinciaux et le partage de la réserve.

Tableau A5-1 (suite)

Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

(mégawatts)

Territoires du Nord-Ouest

scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
mazout	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
combustion interne	141,0	141,0	141,0	141,0	141,0	141,0	141,0	141,0	141,0	141,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0
puissance installée totale	**184,0**	**184,0**	**184,0**	**184,0**	**184,0**	**184,0**	**184,0**	**184,0**	**184,0**	**184,0**
achats [a]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
puissance disponible	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0
ventes (exportation)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
demande de pointe intérieure	120,0	120,0	120,0	121,0	122,0	122,0	124,0	129,0	143,0	161,0
pointe du réseau	120,0	120,0	120,0	121,0	122,0	122,0	124,0	129,0	143,0	161,0
puissance restante	64,0	64,0	64,0	63,0	62,0	62,0	60,0	55,0	41,0	23,0
% de pointe du réseau	53,3	53,3	53,3	52,1	50,8	50,8	48,4	42,6	28,7	14,3

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
mazout	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
combustion interne	141,0	141,0	141,0	141,0	141,0	141,0	141,0	141,0	141,0	155,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0
puissance installée totale	**184,0**	**184,0**	**184,0**	**184,0**	**184,0**	**184,0**	**184,0**	**184,0**	**184,0**	**198,0**
achats [a]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
puissance disponible	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	198,0
ventes (exportation)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
demande de pointe intérieure	120,0	120,0	122,0	124,0	125,0	128,0	130,0	138,0	155,0	172,0
pointe du réseau	120,0	120,0	122,0	124,0	125,0	128,0	130,0	138,0	155,0	172,0
puissance restante	64,0	64,0	62,0	60,0	59,0	56,0	54,0	46,0	29,0	26,0
% de pointe du réseau	53,3	53,3	50,8	48,4	47,2	43,8	41,5	33,3	18,7	15,1

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Ne comprennent pas les importations et les achats interprovinciaux et le partage de la réserve.

Tableau A5-1 (suite)
Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

(mégawatts) Colombie-Britannique, Yukon, Territoires du Nord-Ouest

scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	600,0	600,0
mazout	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0
gaz	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0
autres	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0
combustion interne	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	11114,0	11114,0	11114,0	11114,0	11114,0	11114,0	11114,0	11514,0	11516,0	11718,0
puissance installée totale	**12885,0**	**12885,0**	**12885,0**	**12885,0**	**12885,0**	**12885,0**	**12885,0**	**13285,0**	**13887,0**	**14089,0**
achats [a]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1100,0	1600,0
puissance disponible	12885,0	12885,0	12885,0	12885,0	12885,0	12885,0	12885,0	13285,0	14987,0	15689,0
ventes (exportation)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	1000,0	1000,0	1000,0
demande de pointe intérieure	8019,0	8281,0	8333,0	8313,0	8285,0	8308,0	8437,0	8754,0	9545,0	10652,0
pointe du réseau	8119,0	8381,0	8433,0	8413,0	8385,0	8408,0	8537,0	9754,0	10545,0	11652,0
puissance restante	4766,0	4504,0	4452,0	4472,0	4500,0	4477,0	4348,0	3531,0	4442,0	4037,0
% de pointe du réseau	58,7	53,7	52,8	53,2	53,7	53,2	50,9	36,2	42,1	34,6

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur de combustibles fossiles										
charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	600,0	600,0
mazout	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0
gaz	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0	1026,0
autres	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0	189,0
autres combustibles fossiles										
turbines à combustibles multiples	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0
combustion interne	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	274,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité/réserve pompée	11114,0	11114,0	11114,0	11114,0	11114,0	11114,0	11114,0	11718,0	11718,0	12798,0
puissance installée totale	**12885,0**	**12885,0**	**12885,0**	**12885,0**	**12885,0**	**12885,0**	**12885,0**	**13489,0**	**14089,0**	**15183,0**
achats [a]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1100,0	1600,0
puissance disponible	12885,0	12885,0	12885,0	12885,0	12885,0	12885,0	12885,0	13489,0	15189,0	16783,0
ventes (exportation)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	1000,0	1000,0	1000,0
demande de pointe intérieure	8019,0	8281,0	8299,0	8326,0	8356,0	8383,0	8531,0	8942,0	9926,0	11241,0
pointe du réseau	8119,0	8381,0	8399,0	8426,0	8456,0	8483,0	8631,0	9942,0	10926,0	12241,0
puissance restante	4766,0	4504,0	4486,0	4459,0	4429,0	4402,0	4254,0	3547,0	4263,0	4542,0
% de pointe du réseau	58,7	53,7	53,4	52,9	52,4	51,9	49,3	35,7	39,0	37,1

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] Ne comprennent pas les importations et les achats interprovinciaux et le partage de la réserve.

Tableau A5-2

Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

térawatts-heures

Canada
scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	30,2	38,6	25,5	21,8	19,3	28,4	25,6	27,7	38,1	44,6
-subbitumineux	27,9	29,8	32,5	32,6	32,4	32,7	33,3	35,0	42,4	46,2
-lignite	8,9	10,7	9,8	9,6	9,5	9,6	9,8	10,7	12,2	12,1
vapeur alimentée au mazout										
-léger	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	5,1	7,2	5,3	4,6	5,4	7,6	8,3	8,4	11,5	11,7
vapeur alimentée au gaz naturel	3,7	3,5	4,0	4,1	3,8	3,9	3,9	6,1	5,2	8,6
turbinesà gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,8	0,8
-gas naturel	2,5	3,0	2,3	2,3	2,3	2,3	2,4	2,3	2,5	2,6
combustion interne										
carburant diesel	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	1,1	1,1	1,2	1,3	1,4
nucléaire	67,2	72,9	84,7	91,1	93,9	93,9	100,3	110,3	104,9	100,6
hydroélectricité	308,5	313,2	315,6	316,3	322,5	325,5	329,3	333,4	357,0	385,1
autres	2,0	2,0	2,2	2,3	2,7	3,0	3,6	4,4	5,8	6,2
production totale d'énergie	457,0	482,0	482,7	485,7	492,8	508,1	517,6	539,5	581,6	620,0
consommation tot. intérieure	423,0	438,0	443,6	446,6	448,7	459,7	470,3	496,7	533,6	574,7
exportations (nettes)	34,0	43,9	39,1	39,1	44,1	48,4	47,3	42,8	48,0	45,3

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	30,2	38,6	25,3	23,0	25,6	32,2	32,6	31,4	39,9	47,2
-subbitumineux	27,9	29,8	33,5	33,9	35,3	37,1	39,3	43,0	52,8	59,2
-lignite	8,9	10,7	9,9	10,0	10,2	10,3	10,5	11,8	12,6	14,5
vapeur alimentée au mazout										
-léger	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	5,1	7,2	5,5	5,4	7,0	10,4	11,4	13,0	15,3	10,9
vapeur alimentée au gaz naturel	3,7	3,5	4,4	4,8	4,5	4,4	4,5	7,9	7,7	8,8
turbinesà gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,3	0,3	2,3	3,5	0,2
-gas naturel	2,5	3,0	2,3	2,3	2,3	2,3	2,4	2,5	2,8	3,0
combustion interne										
carburant diesel	0,9	0,8	0,9	0,9	1,0	1,2	1,2	1,2	1,3	1,4
nucléaire	67,2	72,9	84,7	91,1	93,9	93,9	100,3	110,3	104,9	113,4
hydroélectricité	308,5	313,2	315,9	318,1	324,7	326,1	329,5	336,7	374,5	422,7
autres	2,0	2,0	2,2	2,3	2,7	3,0	3,6	4,4	5,8	6,2
production totale d'énergie	457,0	482,0	484,6	491,9	507,1	521,1	535,3	564,4	621,0	687,5
consommation tot. intérieure	423,0	438,0	445,3	452,7	463,3	477,0	493,4	525,5	579,2	639,7
exportations (nettes)	34,0	43,9	39,3	39,1	43,8	44,1	42,0	38,9	41,8	47,8

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Tableau A5-2 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

gigawatts-heures

Terre-Neuve
scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	1278,0	2265,0	597,0	695,0	804,0	1022,0	1228,0	1684,0	2626,0	1313,0
vapeur alimentée au gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
turbinesà gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	29,0	29,0	29,0	33,0	38,0	50,0	113,0	93,0
-gas naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
combustion interne										
carburant diesel	98,0	53,0	60,0	59,0	58,0	64,0	68,0	71,0	85,0	58,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	39154,0	37772,0	41103,0	41103,0	41145,0	41144,0	41145,0	41145,0	41141,0	41145,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
production totale d'énergie	**40530,0**	**40090,0**	**41789,0**	**41886,0**	**42036,0**	**42263,0**	**42479,0**	**42950,0**	**43965,0**	**42609,0**
consommation tot. intérieure	**9834,0**	**9697,0**	**9952,0**	**10129,0**	**10335,0**	**10640,0**	**10889,0**	**11360,0**	**12375,0**	**13238,0**
transferts interprovinciaux (net)	**30696,0**	**30393,0**	**31837,0**	**31757,0**	**31701,0**	**31623,0**	**31590,0**	**31590,0**	**31590,0**	**29371,0**
exportations (nettes)	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	1279,0	2265,0	962,0	1559,0	2359,0	2971,0	3941,0	5121,0	5128,0	475,0
vapeur alimentée au gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
turbinesà gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	42,0	57,0	100,0	230,0	228,0	1833,0	2522,0	0,0
-gas naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
combustion interne										
carburant diesel	98,0	53,0	69,0	73,0	82,0	89,0	77,0	57,0	56,0	56,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	39154,0	37772,0	41068,0	41103,0	41145,0	41135,0	41139,0	41145,0	41144,0	52445,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
production totale d'énergie	**40530,0**	**40090,0**	**42141,0**	**42792,0**	**43686,0**	**44425,0**	**45385,0**	**48156,0**	**48850,0**	**52976,0**
consommation tot. intérieure	**9834,0**	**9697,0**	**10551,0**	**11202,0**	**12096,0**	**12835,0**	**13795,0**	**16566,0**	**19625,0**	**20688,0**
transferts interprovinciaux (net)	**30696,0**	**30393,0**	**31590,0**	**31590,0**	**31590,0**	**31590,0**	**31590,0**	**31590,0**	**29225,0**	**32288,0**
exportations (nettes)	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Tableau A5-2 (suite)

Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

gigawatts-heures

Nouvelle-Ecosse
scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	5402,0	5944,0	5344,0	6073,0	6173,0	6853,0	7528,0	7723,0	8624,0	8796,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	6,0	6,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	827,0	885,0	1288,0	882,0	1018,0	1320,0	881,0	1163,0	1135,0	1432,0
vapeur alimentée au gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
turbinesà gaz										
-mazout léger	1,0	10,0	3,0	12,0	22,0	48,0	13,0	40,0	45,0	94,0
-gas naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
combustion interne										
carburant diesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	1039,0	774,0	1102,0	1102,0	1102,0	1102,0	1102,0	1102,0	1102,0	1102,0
autres	135,0	130,0	135,0	138,0	140,0	143,0	146,0	280,0	280,0	280,0
production totale d'énergie	**7410,0**	**7749,0**	**7872,0**	**8207,0**	**8455,0**	**9466,0**	**9570,0**	**10308,0**	**11186,0**	**11704,0**
consommation tot. intérieure	**7950,0**	**8326,0**	**8432,0**	**8767,0**	**9015,0**	**9366,0**	**9570,0**	**10208,0**	**11086,0**	**11604,0**
transferts interprovinciaux (net)	**-540,0**	**-577,0**	**-560,0**	**-560,0**	**-560,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**
exportations (nettes)	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	5402,0	5944,0	5331,0	6065,0	6199,0	6883,0	7612,0	7843,0	9452,0	10396,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	6,0	6,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	827,0	885,0	1253,0	872,0	1058,0	1409,0	984,0	1415,0	1021,0	1055,0
vapeur alimentée au gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
turbinesà gaz										
-mazout léger	1,0	10,0	2,0	11,0	26,0	60,0	22,0	77,0	40,0	56,0
-gas naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
combustion interne										
carburant diesel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	1039,0	774,0	1102,0	1102,0	1102,0	1102,0	1102,0	1102,0	1102,0	1102,0
autres	135,0	130,0	135,0	138,0	140,0	143,0	146,0	280,0	280,0	280,0
production totale d'énergie	**7410,0**	**7749,0**	**7823,0**	**8188,0**	**8525,0**	**9597,0**	**9866,0**	**10717,0**	**11895,0**	**12889,0**
consommation tot. intérieure	**7950,0**	**8326,0**	**8383,0**	**8748,0**	**9085,0**	**9497,0**	**9766,0**	**10617,0**	**11795,0**	**12789,0**
transferts interprovinciaux (net)	**-540,0**	**-577,0**	**-560,0**	**-560,0**	**-560,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**
exportations (nettes)	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Tableau A5-2 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

gigawatts-heures

Île-du-Prince-Edouard
scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	10,0	50,0	51,0	57,0	56,0	55,0	54,0	55,0	50,0	53,0
vapeur alimentée au gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
turbines à gaz										
-mazout léger	1,0	1,0	8,0	10,0	8,0	9,0	10,0	8,0	10,0	11,0
-gas naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
combustion interne										
carburant diesel	1,0	5,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
production totale d'énergie	12,0	56,0	59,0	68,0	64,0	64,0	64,0	63,0	60,0	64,0
consommation tot. intérieure	607,0	647,0	669,0	688,0	709,0	729,0	749,0	799,0	866,0	932,0
transferts interprovinciaux (net)	-595,0	-591,0	-610,0	-620,0	-645,0	-665,0	-685,0	-736,0	-806,0	-868,0
exportations (nettes)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	10,0	50,0	51,0	49,0	57,0	50,0	51,0	56,0	51,0	55,0
vapeur alimentée au gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
turbines à gaz										
-mazout léger	1,0	1,0	8,0	9,0	8,0	8,0	9,0	9,0	12,0	13,0
-gas naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
combustion interne										
carburant diesel	1,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
production totale d'énergie	12,0	56,0	59,0	58,0	65,0	58,0	60,0	65,0	63,0	68,0
consommation tot. intérieure	607,0	647,0	669,0	688,0	710,0	733,0	755,0	811,0	889,0	966,0
transferts interprovinciaux (net)	-595,0	-591,0	-610,0	-630,0	-645,0	-675,0	-695,0	-746,0	-826,0	-898,0
exportations (nettes)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Tableau A5-2 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

gigawatts-heures

Nouveau-Brunswick
scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	945,0	1407,0	2137,0	2137,0	2137,0	2137,0	2137,0	6341,0	6341,0	6341,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	3,0	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	2616,0	3632,0	2757,0	2340,0	2782,0	4335,0	5248,0	4348,0	5393,0	6416,0
vapeur alimentée au gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
turbinesà gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	5,0	5,0	9,0	79,0
-gas naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
combustion interne										
carburant diesel	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
nucléaire	5227,0	5112,0	4857,0	4857,0	4857,0	4857,0	4857,0	4857,0	4857,0	4857,0
hydroélectricité	3185,0	2219,0	2766,0	2771,0	2771,0	2771,0	2771,0	2771,0	2771,0	2771,0
autres	244,0	225,0	265,0	275,0	276,0	277,0	578,0	581,0	620,0	620,0
production totale d'énergie	12222,0	12599,0	12782,0	12380,0	12823,0	14379,0	15596,0	18903,0	19991,0	21084,0
consommation tot. intérieure	11555,0	12377,0	13087,0	13676,0	14094,0	14830,0	15237,0	16095,0	17122,0	18154,0
transferts interprovinciaux (net)	-5925,0	-5651,0	-6830,0	-7820,0	-7795,0	-5735,0	-2185,0	636,0	706,0	768,0
exportations (nettes)	6592,0	5873,0	6525,0	6524,0	6524,0	5284,0	2544,0	2172,0	2163,0	2162,0

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	945,0	1407,0	2137,0	2137,0	2137,0	2137,0	2137,0	6341,0	6341,0	7743,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	3,0	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	2616,0	3632,0	2651,0	2321,0	2728,0	5093,0	5540,0	4861,0	6359,0	6682,0
vapeur alimentée au gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
turbinesà gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	6,0	7,0	76,0	136,0
-gas naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
combustion interne										
carburant diesel	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
nucléaire	5227,0	5112,0	4857,0	4857,0	4857,0	4857,0	4857,0	4857,0	4857,0	4857,0
hydroélectricité	3185,0	2219,0	2766,0	2771,0	2771,0	2771,0	2771,0	2771,0	2771,0	2771,0
autres	244,0	225,0	265,0	275,0	276,0	277,0	578,0	581,0	620,0	620,0
production totale d'énergie	12222,0	12599,0	12676,0	12361,0	12769,0	15138,0	15889,0	19418,0	21024,0	22809,0
consommation tot. intérieure	11555,0	12377,0	12981,0	13647,0	14240,0	15049,0	15520,0	16600,0	18135,0	19899,0
transferts interprovinciaux (net)	-5925,0	-5651,0	-6830,0	-7810,0	-7995,0	-4815,0	-2175,0	646,0	726,0	-52,0
exportations (nettes)	6592,0	5873,0	6525,0	6524,0	6524,0	4904,0	2544,0	2172,0	2163,0	2962,0

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Tableau A5-2 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

gigawatts-heures

Atlantique
scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	6347,0	7351,0	7481,0	8210,0	8310,0	8990,0	9665,0	14064,0	14965,0	15137,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	9,0	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	4731,0	6832,0	4693,0	3974,0	4660,0	6732,0	7411,0	7250,0	9204,0	9214,0
vapeur alimentée au gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
turbinesà gaz										
-mazout léger	2,0	11,0	40,0	51,0	59,0	92,0	66,0	103,0	177,0	277,0
-gas naturel										
combustion interne										
carburant diesel	101,0	58,0	60,0	60,0	58,0	64,0	68,0	71,0	85,0	58,0
nucléaire	5227,0	5112,0	4857,0	4857,0	4857,0	4857,0	4857,0	4857,0	4857,0	4857,0
hydroélectricité	43378,0	40765,0	44971,0	44976,0	45018,0	45017,0	45018,0	45018,0	45014,0	45018,0
autres	379,0	355,0	400,0	413,0	416,0	420,0	724,0	861,0	900,0	900,0
production totale d'énergie	**60174,0**	**60494,0**	**62502,0**	**62541,0**	**63378,0**	**66172,0**	**67809,0**	**72224,0**	**75202,0**	**75461,0**
consommation tot. intérieure	**29946,0**	**31047,0**	**32140,0**	**33260,0**	**34153,0**	**35565,0**	**36445,0**	**38462,0**	**41449,0**	**43928,0**
exportations (nettes)	**6592,0**	**5873,0**	**6525,0**	**6524,0**	**6524,0**	**5284,0**	**2544,0**	**2172,0**	**2163,0**	**2162,0**

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	6347,0	7351,0	7468,0	8202,0	8336,0	9020,0	9749,0	14184,0	15793,0	18139,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	9,0	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	4731,0	6832,0	4917,0	4801,0	6202,0	9523,0	10516,0	11453,0	12559,0	8267,0
vapeur alimentée au gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
turbinesà gaz										
-mazout léger	2,0	11,0	52,0	77,0	134,0	301,0	265,0	1926,0	2650,0	205,0
-gas naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
combustion interne										
carburant diesel	101,0	58,0	69,0	73,0	82,0	89,0	77,0	57,0	56,0	56,0
nucléaire	5227,0	5112,0	4857,0	4857,0	4857,0	4857,0	4857,0	4857,0	4857,0	4857,0
hydroélectricité	43378,0	40765,0	44936,0	44976,0	45018,0	45008,0	45012,0	45018,0	45017,0	56318,0
autres	379,0	355,0	400,0	413,0	416,0	420,0	724,0	861,0	900,0	900,0
production totale d'énergie	**60174,0**	**60494,0**	**62699,0**	**63399,0**	**65045,0**	**69218,0**	**71200,0**	**78356,0**	**81832,0**	**88742,0**
consommation tot. intérieure	**29946,0**	**31047,0**	**32584,0**	**34285,0**	**36131,0**	**38114,0**	**39836,0**	**44594,0**	**50444,0**	**54342,0**
exportations (nettes)	**6592,0**	**5873,0**	**6525,0**	**6524,0**	**6524,0**	**4904,0**	**2544,0**	**2172,0**	**2163,0**	**2962,0**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Tableau A5-2 (suite)

Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

gigawatts-heures

Québec
scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	29,0	1,0	30,0	30,0	60,0	60,0	62,0	411,0	1373,0	1330,0
vapeur alimentée au gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
turbinesà gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,0	590,0	507,0
-gas naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
combustion interne										
carburant diesel	201,0	205,0	240,0	240,0	240,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0
nucléaire	3792,0	4660,0	5101,0	5101,0	5101,0	5101,0	5101,0	5101,0	5101,0	5101,0
hydroélectricité	144901,0	152086,0	150667,0	151037,0	153874,0	156099,0	156470,0	158102,0	172162,0	191467,0
autres	2,0	0,0	15,0	20,0	40,0	40,0	40,0	50,0	50,0	50,0
production totale d'énergie	148926,0	156952,0	156053,0	156428,0	159315,0	161740,0	162113,0	164113,0	179716,0	198895,0
consommation tot. intérieure	152626,0	158196,0	157746,0	157841,0	158402,0	162059,0	166021,0	176632,0	189834,0	202934,0
transferts interprovinciaux (net)	-16340,0	-17645,0	-18114,0	-17834,0	-17778,0	-24400,0	-27897,0	-30667,0	-30667,0	-28448,0
exportations (nettes)	12640,0	16401,0	16421,0	16421,0	18691,0	24081,0	23989,0	18148,0	20549,0	24409,0

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	29,0	1,0	30,0	30,0	60,0	60,0	61,0	802,0	1795,0	1247,0
vapeur alimentée au gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
turbinesà gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	327,0	843,0	0,0
-gas naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
combustion interne										
carburant diesel	201,0	205,0	240,0	240,0	240,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0
nucléaire	3792,0	4660,0	5101,0	5101,0	5101,0	5101,0	5101,0	5101,0	5101,0	5101,0
hydroélectricité	144901,0	152086,0	150909,0	152632,0	155881,0	156168,0	156470,0	160849,0	184684,0	213743,0
autres	2,0	0,0	15,0	20,0	40,0	40,0	40,0	50,0	50,0	50,0
production totale d'énergie	148926,0	156952,0	156295,0	158023,0	161322,0	161809,0	162112,0	167569,0	192913,0	220581,0
consommation tot. intérieure	152626,0	158196,0	157741,0	159269,0	162398,0	166005,0	171130,0	183298,0	201836,0	223917,0
transferts interprovinciaux (net)	-16340,0	-17645,0	-17867,0	-17667,0	-19767,0	-25277,0	-27897,0	-30667,0	-28302,0	-30515,0
exportations (nettes)	12640,0	16401,0	16421,0	16421,0	18691,0	21081,0	18879,0	14938,0	19379,0	27179,0

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] La production hydroélectrique comprend les pertes attribuables aux réserves hydroélectriques pompées.

Tableau A5-2 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

gigawatts-heures

Ontario
scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	23350,0	30775,0	17990,0	13584,0	11028,0	19410,0	15959,0	13591,0	23117,0	29468,0
-subbitumineux	0,0	0,0	2400,0	2400,0	2400,0	2400,0	2400,0	2400,0	2400,0	2400,0
-lignite	1052,0	1393,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1212,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	42,0	45,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	14,0	15,0	125,0	175,0	240,0	337,0	337,0	337,0	480,0	714,0
vapeur alimentée au gaz naturel	596,0	562,0	985,0	1120,0	1185,0	1250,0	1315,0	1562,0	1659,0	1700,0
turbines à gaz										
-mazout léger	11,0	11,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-gaz naturel	692,0	969,0	867,0	867,0	867,0	867,0	964,0	964,0	1060,0	1060,0
combustion interne										
carburant diesel	1,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
nucléaire	58213,0	63116,0	74707,0	81113,0	83909,0	83909,0	90315,0	100329,0	94949,0	90642,0
hydroélectricité	41206,0	34604,0	39328,0	39528,0	39528,0	39528,0	39628,0	39628,0	40988,0	42114,0
autres	90,0	91,0	210,0	245,0	300,0	345,0	410,0	574,0	750,0	925,0
production totale d'énergie	125267,0	131582,0	137612,0	140032,0	140457,0	149046,0	152328,0	160385,0	166403,0	170235,0
consommation tot. intérieure	127031,0	132174,0	135385,0	137005,0	138230,0	142819,0	147101,0	155158,0	162476,0	171778,0
transferts interprovinciaux (net)	-8027,0	-6906,0	-5723,0	-4923,0	-5723,0	-1723,0	-1723,0	-1723,0	-3123,0	-3123,0
exportations (nettes)	6263,0	6314,0	7950,0	7950,0	7950,0	7950,0	6950,0	6950,0	7050,0	1580,0

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	23350,0	30775,0	17784,0	14789,0	17261,0	23220,0	22821,0	17231,0	24114,0	29054,0
-subbitumineux	0,0	0,0	2400,0	2400,0	2400,0	2400,0	2400,0	2400,0	2400,0	2400,0
-lignite	1052,0	1393,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1050,0	1290,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	42,0	45,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	14,0	15,0	125,0	175,0	240,0	337,0	337,0	337,0	480,0	978,0
vapeur alimentée au gaz naturel	596,0	562,0	985,0	1120,0	1185,0	1250,0	1315,0	1562,0	1659,0	1700,0
turbines à gaz										
-mazout léger	11,0	11,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-gaz naturel	692,0	969,0	867,0	867,0	867,0	867,0	964,0	964,0	1060,0	1060,0
combustion interne										
carburant diesel	1,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
nucléaire	58213,0	63116,0	74707,0	81113,0	83909,0	83909,0	90315,0	100329,0	94949,0	103453,0
hydroélectricité	41206,0	34604,0	39328,0	39528,0	39528,0	39528,0	39628,0	40230,0	42014,0	42114,0
autres	90,0	91,0	210,0	245,0	300,0	345,0	410,0	574,0	750,0	925,0
production totale d'énergie	125267,0	131582,0	137406,0	141237,0	146690,0	152858,0	159190,0	164627,0	168476,0	182974,0
consommation tot. intérieure	127031,0	132174,0	135179,0	138210,0	142163,0	147629,0	153963,0	159400,0	163749,0	184947,0
transferts interprovinciaux (net)	-8027,0	-6906,0	-5723,0	-4923,0	-3423,0	-1723,0	-1723,0	-1723,0	-3123,0	-3123,0
exportations (nettes)	6263,0	6314,0	7950,0	7950,0	7950,0	6950,0	6950,0	6950,0	2850,0	1150,0

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Tableau A5-2 (suite)

Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

gigawatts-heures

Manitoba
scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	95,0	512,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	141,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	2,0	2,0	20,0	20,0	20,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
vapeur alimentée au gaz naturel	8,0	8,0	10,0	10,0	10,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
turbinesà gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-gas naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
combustion interne										
carburant diesel	53,0	32,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	23840,0	19311,0	17799,0	17931,0	21239,0	22025,0	25256,0	27713,0	30432,0	34522,0
autres	61,0	56,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
production totale d'énergie	**24059,0**	**19921,0**	**17879,0**	**18011,0**	**21319,0**	**22110,0**	**25341,0**	**27798,0**	**30658,0**	**34607,0**
consommation tot. intérieure	**16222,0**	**15880,0**	**16900,0**	**17032,0**	**17140,0**	**17731,0**	**17962,0**	**18994,0**	**20784,0**	**23003,0**
transferts interprovinciaux (net)	**859,0**	**1092,0**	**0,0**	**0,0**	**800,0**	**800,0**	**800,0**	**800,0**	**2200,0**	**2200,0**
exportations (nettes)	**6978,0**	**2949,0**	**979,0**	**979,0**	**3379,0**	**3579,0**	**6579,0**	**8004,0**	**7674,0**	**9404,0**

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	95,0	512,0	0,0	0,0	88,0	0,0	0,0	0,0	234,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	2,0	2,0	20,0	20,0	20,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
vapeur alimentée au gaz naturel	8,0	8,0	10,0	10,0	10,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
turbinesà gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-gas naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
combustion interne										
carburant diesel	53,0	32,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	23840,0	19311,0	17828,0	18058,0	21338,0	22487,0	25431,0	27653,0	31578,0	34676,0
autres	61,0	56,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
production totale d'énergie	**24059,0**	**19921,0**	**17908,0**	**18138,0**	**21506,0**	**22572,0**	**25516,0**	**27738,0**	**31897,0**	**34761,0**
consommation tot. intérieure	**16222,0**	**15880,0**	**16929,0**	**17159,0**	**17327,0**	**17793,0**	**18137,0**	**19334,0**	**21493,0**	**23857,0**
transferts interprovinciaux (net)	**859,0**	**1092,0**	**0,0**	**0,0**	**800,0**	**800,0**	**800,0**	**800,0**	**2200,0**	**2200,0**
exportations (nettes)	**6978,0**	**2949,0**	**979,0**	**979,0**	**3379,0**	**3979,0**	**6579,0**	**7604,0**	**8204,0**	**8704,0**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Tableau A5-2 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

gigawatts-heures

Saskatchewan
scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	0,0	0,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0
-lignite	7728,0	8818,0	8764,0	8624,0	8502,0	8634,0	8825,0	9705,0	11071,0	10923,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	5,0	5,0	5,0	5,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
vapeur alimentée au gaz naturel	244,0	253,0	248,0	243,0	244,0	248,0	255,0	247,0	313,0	307,0
turbinesà gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-gas naturel	5,0	0,0	33,0	25,0	20,0	26,0	34,0	11,0	66,0	59,0
combustion interne										
carburant diesel	11,0	26,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	3767,0	3188,0	3776,0	3776,0	3776,0	3776,0	3776,0	3776,0	3776,0	5378,0
autres	139,0	150,0	150,0	150,0	150,0	160,0	160,0	180,0	200,0	200,0
production totale d'énergie	11899,0	12440,0	13041,0	12888,0	12767,0	12919,0	13125,0	13994,0	15501,0	16942,0
consommation tot. intérieure	11947,0	12451,0	12928,0	12855,0	12734,0	12886,0	13062,0	13851,0	15358,0	16799,0
transferts interprovinciaux (net)	-139,0	-45,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0
exportations (nettes)	91,0	34,0	114,0	34,0	34,0	34,0	64,0	144,0	144,0	144,0

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	0,0	0,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0
-lignite	7728,0	8818,0	8876,0	8960,0	9074,0	9273,0	9535,0	10779,0	11364,0	13171,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	5,0	5,0	5,0	5,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
vapeur alimentée au gaz naturel	244,0	253,0	252,0	255,0	265,0	274,0	290,0	279,0	332,0	337,0
turbinesà gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-gas naturel	5,0	0,0	37,0	39,0	44,0	53,0	69,0	51,0	87,0	115,0
combustion interne										
carburant diesel	11,0	26,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	3767,0	3188,0	3776,0	3776,0	3776,0	3776,0	3776,0	3776,0	5378,0	5378,0
autres	139,0	150,0	150,0	150,0	150,0	160,0	160,0	180,0	200,0	200,0
production totale d'énergie	11899,0	12440,0	13161,0	13250,0	13384,0	13611,0	13905,0	15140,0	17436,0	19278,0
consommation tot. intérieure	11947,0	12451,0	13048,0	13217,0	13351,0	13578,0	13842,0	14997,0	17293,0	19133,0
transferts interprovinciaux (net)	-139,0	-45,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0
exportations (nettes)	91,0	34,0	114,0	34,0	34,0	34,0	64,0	144,0	144,0	144,0

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Tableau A5-2 (suite)

Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

gigawatts-heures

Alberta

scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	481,0	514,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	27881,0	29826,0	30022,0	30096,0	29977,0	30231,0	30875,0	32499,0	35717,0	39496,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	23,0	20,0	20,0	20,0	10,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	86,0	80,0	70,0	50,0	40,0	35,0	20,0	20,0	20,0	20,0
vapeur alimentée au gaz naturel	2297,0	2120,0	2061,0	2091,0	1686,0	1622,0	1586,0	1930,0	2455,0	3651,0
turbines à gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-gas naturel	1785,0	1997,0	1300,0	1300,0	1300,0	1300,0	1300,0	1300,0	1300,0	1403,0
combustion interne										
carburant diesel	82,0	80,0	245,0	245,0	245,0	245,0	245,0	245,0	245,0	250,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	1816,0	1494,0	1636,0	1636,0	1636,0	1636,0	1636,0	1636,0	1636,0	1636,0
autres	406,0	395,0	425,0	475,0	710,0	906,0	1083,0	1528,0	2505,0	2812,0
production totale d'énergie	34857,0	36526,0	35779,0	35913,0	35604,0	35980,0	36745,0	39158,0	43878,0	49268,0
consommation tot. intérieure	34800,0	36344,0	35580,0	35714,0	35205,0	34981,0	35246,0	37259,0	41979,0	47269,0
transferts interprovinciaux (net)	60,0	184,0	200,0	200,0	400,0	1000,0	1500,0	1900,0	1900,0	2000,0
exportations (nettes)	-3,0	-2,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	481,0	514,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	27881,0	29826,0	31060,0	31420,0	32878,0	34605,0	36785,0	40504,0	46099,0	52519,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	23,0	20,0	20,0	20,0	10,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	86,0	80,0	70,0	50,0	40,0	35,0	20,0	20,0	20,0	20,0
vapeur alimentée au gaz naturel	2297,0	2120,0	2476,0	2674,0	2259,0	2023,0	1896,0	3084,0	4433,0	4051,0
turbines à gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-gas naturel	1785,0	1997,0	1320,0	1336,0	1300,0	1300,0	1300,0	1359,0	1564,0	1691,0
combustion interne										
carburant diesel	82,0	80,0	245,0	245,0	245,0	245,0	245,0	246,0	252,0	249,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	1816,0	1494,0	1636,0	1636,0	1636,0	1636,0	1636,0	1636,0	1636,0	1636,0
autres	406,0	395,0	425,0	475,0	710,0	906,0	1083,0	1528,0	2505,0	2812,0
production totale d'énergie	34857,0	36526,0	37252,0	37856,0	39078,0	40755,0	42963,0	48377,0	56309,0	62978,0
consommation tot. intérieure	34800,0	36344,0	37053,0	37657,0	38679,0	39756,0	41466,0	46478,0	55410,0	60979,0
transferts interprovinciaux (net)	60,0	184,0	200,0	200,0	400,0	1000,0	1500,0	1900,0	1100,0	2000,0
exportations (nettes)	-3,0	-2,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Tableau A5-2 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

gigawatts-heures

Prairies
scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	481,0	514,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	27881,0	29826,0	30087,0	30161,0	30042,0	30296,0	30940,0	32564,0	35782,0	39561,0
-lignite	7823,0	9330,0	8764,0	8624,0	8502,0	8634,0	8825,0	9705,0	11212,0	10923,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	23,0	20,0	20,0	20,0	10,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	93,0	87,0	95,0	75,0	70,0	60,0	45,0	45,0	45,0	45,0
vapeur alimentée au gaz naturel	2549,0	2381,0	2319,0	2344,0	1940,0	1890,0	1861,0	2197,0	2788,0	3978,0
turbines à gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-gaz naturel	1790,0	1997,0	1333,0	1325,0	1320,0	1326,0	1334,0	1311,0	1366,0	1462,0
combustion interne										
carburant diesel	146,0	138,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	255,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	29423,0	23993,0	23211,0	23343,0	26651,0	27437,0	30668,0	33125,0	35844,0	41536,0
autres	606,0	601,0	620,0	670,0	905,0	1111,0	1288,0	1753,0	2750,0	3057,0
production totale d'énergie	**70815,0**	**68887,0**	**66699,0**	**66812,0**	**69690,0**	**71009,0**	**75211,0**	**80950,0**	**90037,0**	**100817,0**
consommation tot. intérieure	**62969,0**	**64675,0**	**65408,0**	**65601,0**	**65079,0**	**65598,0**	**66270,0**	**70104,0**	**78121,0**	**87071,0**
exportations (nettes)	**7066,0**	**2981,0**	**1092,0**	**1012,0**	**3412,0**	**3412,0**	**6642,0**	**8147,0**	**7817,0**	**9547,0**

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	481,0	514,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	27881,0	29826,0	31125,0	31485,0	32943,0	34670,0	36850,0	40569,0	46164,0	52584,0
-lignite	7823,0	9330,0	8876,0	8960,0	9162,0	9273,0	9535,0	10779,0	11598,0	13171,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	23,0	20,0	20,0	20,0	10,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	93,0	87,0	95,0	75,0	70,0	60,0	45,0	45,0	45,0	45,0
vapeur alimentée au gaz naturel	2549,0	2381,0	2738,0	2939,0	2534,0	2317,0	2206,0	3383,0	4785,0	4408,0
turbines à gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-gaz naturel	1790,0	1997,0	1357,0	1375,0	1344,0	1353,0	1369,0	1410,0	1651,0	1806,0
combustion interne										
carburant diesel	146,0	138,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	251,0	257,0	254,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	29423,0	23993,0	23240,0	23470,0	26750,0	27899,0	30843,0	33065,0	38592,0	41690,0
autres	606,0	601,0	620,0	670,0	905,0	1111,0	1288,0	1753,0	2750,0	3057,0
production totale d'énergie	**70815,0**	**68887,0**	**68321,0**	**69244,0**	**73968,0**	**76938,0**	**82386,0**	**91255,0**	**105842,0**	**117015,0**
consommation tot. intérieure	**62969,0**	**64675,0**	**67030,0**	**68033,0**	**69357,0**	**71127,0**	**73445,0**	**80809,0**	**94196,0**	**103969,0**
exportations (nettes)	**7066,0**	**2981,0**	**1092,0**	**1012,0**	**3412,0**	**4012,0**	**6642,0**	**7747,0**	**8347,0**	**8847,0**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Tableau A5-2 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

gigawatts-heures

Colombie-Britannique
scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4205,0	4205,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	259,0	274,0	350,0	350,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0
vapeur alimentée au gaz naturel	567,0	580,0	694,0	668,0	676,0	763,0	742,0	2330,0	783,0	2964,0
turbinesà gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	46,0
-gas naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	43,0
combustion interne										
carburant diesel	192,0	200,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	90,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	48935,0	61052,0	56841,0	56866,0	56866,0	56866,0	56866,0	56866,0	62367,0	64267,0
autres	908,0	961,0	960,0	975,0	1010,0	1055,0	1100,0	1185,0	1300,0	1300,0
production totale d'énergie	**50861,0**	**63067,0**	**58915,0**	**58929,0**	**59022,0**	**59154,0**	**59178,0**	**60851,0**	**69125,0**	**73315,0**
consommation tot. intérieure	**49494,0**	**50934,0**	**52015,0**	**51929,0**	**51872,0**	**52704,0**	**53478,0**	**55351,0**	**60625,0**	**67715,0**
transferts interprovinciaux (net)	**-62,0**	**-189,0**	**-200,0**	**-200,0**	**-400,0**	**-1000,0**	**-1500,0**	**-1900,0**	**-1900,0**	**-2000,0**
exportations (nettes)	**1429,0**	**12322,0**	**7100,0**	**7200,0**	**7550,0**	**7450,0**	**7200,0**	**7400,0**	**10400,0**	**7600,0**

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4205,0	4205,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	259,0	274,0	350,0	350,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0
vapeur alimentée au gaz naturel	567,0	580,0	684,0	692,0	734,0	855,0	966,0	2960,0	1278,0	2677,0
turbinesà gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	0,0	37,0
-gas naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,0	0,0	35,0
combustion interne										
carburant diesel	192,0	200,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	86,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	48935,0	61052,0	56841,0	56866,0	56866,0	56866,0	56866,0	56866,0	63457,0	68078,0
autres	908,0	961,0	960,0	975,0	1010,0	1055,0	1100,0	1185,0	1300,0	1300,0
production totale d'énergie	**50861,0**	**63067,0**	**58905,0**	**58953,0**	**59080,0**	**59246,0**	**59402,0**	**61494,0**	**70710,0**	**76818,0**
consommation tot. intérieure	**49494,0**	**50934,0**	**51765,0**	**51943,0**	**52210,0**	**53046,0**	**53922,0**	**56314,0**	**62720,0**	**71128,0**
transferts interprovinciaux (net)	**-62,0**	**-189,0**	**-200,0**	**-200,0**	**-400,0**	**-1000,0**	**-1500,0**	**-1900,0**	**-1100,0**	**-2000,0**
exportations (nettes)	**1429,0**	**12322,0**	**7340,0**	**7210,0**	**7270,0**	**7200,0**	**6980,0**	**7080,0**	**9090,0**	**7690,0**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.
[a] Comprend le rappel des avantages créés en aval du fleuve Columbie conformément au Traité.

Tableau A5-2 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

gigawatts-heures

Yukon
scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
turbinesà gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-gas naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
combustion interne										
carburant diesel	22,0	23,0	28,0	28,0	28,0	29,0	29,0	30,0	37,0	48,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	322,0	409,0	284,0	286,0	288,0	288,0	293,0	306,0	337,0	375,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
production totale d'énergie	**344,0**	**432,0**	**312,0**	**314,0**	**316,0**	**317,0**	**322,0**	**336,0**	**374,0**	**423,0**
consommation tot. intérieure	**344,0**	**432,0**	**312,0**	**314,0**	**316,0**	**317,0**	**322,0**	**336,0**	**374,0**	**423,0**
transferts interprovinciaux (net)	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
exportations (nettes)	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
turbinesà gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-gas naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
combustion interne										
carburant diesel	22,0	23,0	33,0	34,0	35,0	36,0	38,0	40,0	52,0	76,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	322,0	409,0	320,0	324,0	328,0	333,0	338,0	357,0	382,0	403,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
production totale d'énergie	**344,0**	**432,0**	**353,0**	**358,0**	**363,0**	**369,0**	**376,0**	**397,0**	**434,0**	**479,0**
consommation tot. intérieure	**344,0**	**432,0**	**353,0**	**358,0**	**363,0**	**369,0**	**376,0**	**397,0**	**434,0**	**479,0**
transferts interprovinciaux (net)	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
exportations (nettes)	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Tableau A5-2 (suite)

Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

gigawatts-heures

Territoires du Nord-Ouest
scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
turbines à gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-gas naturel	67,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
combustion interne										
carburant diesel	205,0	190,0	247,0	253,0	255,0	257,0	268,0	297,0	372,0	470,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	346,0	294,0	307,0	307,0	307,0	307,0	307,0	307,0	307,0	307,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
production totale d'énergie	**618,0**	**554,0**	**624,0**	**630,0**	**632,0**	**634,0**	**645,0**	**674,0**	**749,0**	**847,0**
consommation tot. intérieure	**618,0**	**554,0**	**624,0**	**630,0**	**632,0**	**634,0**	**645,0**	**674,0**	**749,0**	**847,0**
transferts interprovinciaux (net)	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
exportations (nettes)	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
turbines à gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-gas naturel	67,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
combustion interne										
carburant diesel	205,0	190,0	257,0	268,0	275,0	288,0	302,0	343,0	438,0	529,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	346,0	294,0	307,0	307,0	307,0	307,0	307,0	307,0	307,0	307,0
autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
production totale d'énergie	**618,0**	**554,0**	**634,0**	**645,0**	**652,0**	**665,0**	**679,0**	**720,0**	**815,0**	**906,0**
consommation tot. intérieure	**618,0**	**554,0**	**634,0**	**645,0**	**652,0**	**665,0**	**679,0**	**720,0**	**815,0**	**906,0**
transferts interprovinciaux (net)	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
exportations (nettes)	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Tableau A5-2 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

gigawatts-heures — **British Columbia, Yukon and Northwest Territories**

scénario bas

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4205,0	4205,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	259,0	274,0	350,0	350,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0
vapeur alimentée au gaz naturel	567,0	580,0	694,0	668,0	676,0	763,0	742,0	2330,0	783,0	2964,0
turbinesà gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	46,0
-gas naturel	67,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	113,0
combustion interne										
carburant diesel	419,0	413,0	345,0	351,0	353,0	356,0	367,0	397,0	479,0	608,0
nucléaire										
hydroélectricité	49603,0	61755,0	57432,0	57459,0	57461,0	57461,0	57466,0	57479,0	63011,0	64949,0
autres	908,0	961,0	960,0	975,0	1010,0	1055,0	1100,0	1185,0	1300,0	1300,0
production totale d'énergie	**51823,0**	**64053,0**	**59851,0**	**59873,0**	**59970,0**	**60105,0**	**60145,0**	**61861,0**	**70248,0**	**74585,0**
consommation tot. intérieure	**50456,0**	**51920,0**	**52951,0**	**52873,0**	**52820,0**	**53655,0**	**54445,0**	**56361,0**	**61748,0**	**68985,0**
exportations (nettes)	**1429,0**	**12322,0**	**7100,0**	**7200,0**	**7550,0**	**7450,0**	**7200,0**	**7400,0**	**10400,0**	**7600,0**

scénario élevé

type de production	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-subbitumineux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4205,0	4205,0
-lignite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
vapeur alimentée au mazout										
-léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-lourd	259,0	274,0	350,0	350,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0
vapeur alimentée au gaz naturel	567,0	580,0	684,0	692,0	734,0	855,0	966,0	2960,0	1278,0	2677,0
turbinesà gaz										
-mazout léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	0,0	37,0
-gas naturel	67,0	67,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	77,0	70,0	105,0
combustion interne										
carburant diesel	419,0	413,0	360,0	372,0	380,0	394,0	410,0	453,0	560,0	691,0
nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
hydroélectricité	49603,0	61755,0	57468,0	57497,0	57501,0	57506,0	57511,0	57530,0	64146,0	68788,0
autres	908,0	961,0	960,0	975,0	1010,0	1055,0	1100,0	1185,0	1300,0	1300,0
production totale d'énergie	**51823,0**	**64050,0**	**59892,0**	**59956,0**	**60095,0**	**60280,0**	**60457,0**	**62611,0**	**71959,0**	**78203,0**
consommation tot. intérieure	**50456,0**	**51920,0**	**52752,0**	**52946,0**	**53225,0**	**54080,0**	**54977,0**	**57431,0**	**63969,0**	**72513,0**
exportations (nettes)	**1429,0**	**12322,0**	**7340,0**	**7210,0**	**7270,0**	**7200,0**	**6980,0**	**7080,0**	**9090,0**	**7690,0**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Tableau A5-3
Besoins en combustible pour la production d'électricité - Canada

pétajoules

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
charbon[a]										
-bitumineux	333,9	411,5	269,7	231,3	206,1	299,9	271,8	297,9	405,9	473,2
-subbitumineux	344,1	357,9	370,9	371,8	370,4	373,4	380,8	399,4	436,4	479,9
-lignite	118,0	139,5	121,1	115,0	109,3	106,5	108,6	118,3	135,5	134,1
-total pour le charbon	796,0	908,9	761,7	718,1	685,8	779,8	761,2	815,6	977,8	1087,2
mazout[a]										
-léger	1,0	1,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,9
-lourd	48,6	71,4	53,4	47,2	56,2	78,8	86,0	89,8	123,4	124,5
-diesel	10,0	9,6	10,1	10,4	10,6	13,1	13,3	13,7	14,8	16,1
-total pour le mazout	59,6	82,1	63,6	57,7	66,9	92,0	99,4	103,6	138,3	141,5
gaz naturel[a]	57,9	66,0	66,5	71,1	70,3	72,7	75,3	103,3	94,4	137,6
uranium[b]	813,5	881,9	1024,4	1102,0	1135,8	1135,8	1213,3	1334,5	1269,4	1217,3
hydroélectricité[c]	1110,6	1127,5	1136,2	1138,8	1161,1	1172,0	1185,3	1200,1	1265,5	1359,7
autres [d]	18,2	19,3	22,1	24,0	27,9	31,3	37,6	46,6	60,6	65,7
besoins tot. en combustibles	**2855,8**	**3085,7**	**3074,5**	**3111,7**	**3147,8**	**3283,6**	**3372,1**	**3603,7**	**3806,0**	**4009,0**

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
charbon[a]										
-bitumineux	333,9	411,5	267,5	243,6	270,6	339,5	343,4	336,7	425,3	502,7
-subbitumineux	344,1	357,9	382,9	387,0	403,8	423,7	448,7	491,5	565,0	629,7
-lignite	118,0	139,5	122,4	119,0	117,3	113,5	116,4	130,1	140,8	159,7
-total pour le charbon	796,0	908,9	772,8	749,6	791,7	876,7	908,5	958,3	1131,1	1292,1
mazout[a]										
-léger	1,0	1,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,8	1,5
-lourd	48,6	71,4	55,8	56,3	73,2	108,7	119,8	140,1	164,4	116,1
-diesel	10,0	9,6	10,4	10,8	11,2	13,8	13,9	14,2	15,5	17,0
-total pour le mazout	59,6	82,1	66,3	67,2	84,5	122,6	133,8	154,4	180,7	134,6
gaz naturel[a]	57,9	66,0	71,1	78,4	78,0	79,2	82,6	126,9	128,1	143,5
uranium[b]	813,5	881,9	1024,4	1102,0	1135,8	1135,8	1213,3	1334,5	1269,4	1372,3
hydroélectricité[c]	1110,6	1127,5	1137,2	1145,2	1168,8	1174,0	1186,1	1212,1	1325,4	1494,9
autres [d]	18,2	19,3	22,1	24,0	27,9	31,3	37,6	46,6	60,6	65,7
besoins tot. en combustibles	**2855,8**	**3085,7**	**3093,9**	**3166,4**	**3286,7**	**3419,6**	**3561,9**	**3832,8**	**4095,3**	**4503,1**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Production thermique convertie en pétajoules au moyen de facteurs spécifiques à chaque installation.

[b] Production nucléaire convertie en pétajoules au moyen d'un facteur de 12,1 PJ/TW.h.

[c] Production hydraulique convertie en pétajoules au moyen d'un facteur de 3,6 PJ/TW.h.

[d] "Autres" comprend la production d'électricité à partir de déchets ligneux, de combustibles industriels comme les gaz de hauts fourneaux, ainsi que les sources secondaires comme l'énergie éolienne, solaire, etc.

Tableau A5-4
Exportations nettes d'électricité et transferts
Canada et provinces (GW.h) [a]

historiques

	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976
Terre-Neuve	83	81	81	84	260	6401	13888	22228	29597	32106
Île-du-Prince-Édouard	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nouvelle-Écosse	73	114	-269	-195	-7	-143	-178	-156	-199	-334
Nouveau-Brunswick	207	352	771	920	1063	790	463	-873	-2035	-1015
Québec	5094	4660	4497	6148	5500	260	-1793	-7321	-13824	-16544
Ontario	-4728	-4784	-3927	-5632	-4411	-4059	-4260	-6158	-10640	-8724
Manitoba	-187	-503	-469	-319	424	899	1405	2898	2893	1899
Saskatchewan	393	444	443	777	518	425	372	90	-97	37
Alberta	0	-1	33	155	151	143	3	-18	-146	-316
Colombie-Britannique	-1123	-779	420	464	130	889	4727	2267	1853	2104
total - Canada	-344	-611	1768	2513	3375	-653	917	-9115	-21996	-22559

historiques

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Terre-Neuve	33350	37024	35290	37829	35941	35779	31229	36012	31836	30696
Île-du-Prince-Édouard	-67	-269	-361	-398	-480	-478	-520	-550	-565	-595
Nouvelle-Écosse	-376	-224	-351	54	-192	-83	616	-32	-169	-540
Nouveau-Brunswick	248	-550	983	485	147	-95	2408	1881	886	667
Québec	-18681	-23876	-18859	-20336	-17481	-17923	-11714	-13132	-7733	-3700
Ontario	-2709	663	4784	3775	3367	3988	5570	2223	-677	-1764
Manitoba	302	4244	6360	5541	4902	6516	7318	6245	6864	7837
Saskatchewan	208	38	-474	-624	-248	-390	-402	-272	-211	-48
Alberta	252	50	286	26	91	-259	-122	-43	137	57
Colombie-Britannique	4741	2412	1920	631	7828	4307	2499	6759	9974	1367
total - Canada	-15639	-17019	-5000	-10502	-1394	-3856	5557	3662	9240	4416

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Les exportations nettes et les transferts représentent la somme arithmétique de toutes les importations et exportations lorsque les importations sont négatives et les exportations sont positives. Ici, les exportations nettes sont indiquées comme étant positives.

Tableau A5-4 (suite)
Exportations nettes d'électricité et transferts
Canada et provinces (GW.h) [a]

prévisions
scénario bas

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
Terre-Neuve	30393	31837	31757	31701	31623	31590	31590	31590	29371
Île-du-Prince-Édouard	-591	-610	-620	-645	-665	-685	-736	-806	-868
Nouvelle-Écosse	-577	-560	-560	-560	100	100	100	100	100
Nouveau-Brunswick	222	-305	-1296	-1271	-451	359	2808	2869	2930
Québec	-1244	-1693	-1413	913	-319	-3908	-12519	-10118	-4039
Ontario	-592	2227	3027	2227	6227	5227	5227	3927	-1543
Manitoba	4041	979	979	4179	4379	7379	8804	9874	11604
Saskatchewan	-11	113	33	33	33	63	143	143	143
Alberta	182	199	199	399	999	1499	1899	1899	1999
Colombie-Britannique	12133	6900	7000	7150	6450	5700	5500	3000	-1800
total - Canada	**43956**	**39087**	**39106**	**44126**	**48376**	**47324**	**42816**	**42478**	**37897**

prévisions
scénario élevé

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
Terre-Neuve	30393	31590	31590	31590	31590	31590	31590	29225	32288
Île-du-Prince-Édouard	-591	-610	-630	-645	-675	-695	-746	-826	-898
Nouvelle-Écosse	-577	-560	560	-560	100	100	100	100	100
Nouveau-Brunswick	222	-305	-1286	-1471	89	369	2818	2889	2910
Québec	-1244	-1446	-1246	-1076	-4196	-9018	-15729	-8923	-3336
Ontario	-592	2227	3027	4527	5227	5227	5227	-273	-1973
Manitoba	4041	979	979	4179	4779	7379	8404	10404	10904
Saskatchewan	-11	113	33	33	33	63	143	143	143
Alberta	182	199	199	399	999	1499	1899	1099	1999
Colombie-Britannique	12133	7140	7010	6870	6200	5480	5180	1690	-1710
total - Canada	**43956**	**39327**	**40236**	**43846**	**44146**	**41994**	**38886**	**35528**	**40427**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

[a] Les exportations nettes et les transferts représentent la somme arithmétique de toutes les importations et exportations lorsque les importations sont négatives et les exportations sont positives. Ici, les exportations nettes sont indiquées comme étant positives.

Tableau A5-5
Exportations nettes d'électricité - Canada et provinces

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
					scénario bas					
					gigawatts-heures					
Nouveau-Brunswick	6592	5873	6525	6524	6524	5284	2544	2172	2163	2162
Québec	12640	16401	16421	16421	18691	24081	23989	18148	20549	24409
Ontario	6263	6314	7950	7950	7950	7950	6950	6950	7050	1580
Manitoba	6978	2949	979	979	3379	3579	6579	8004	7674	9404
Saskatchewan	91	34	114	34	34	34	64	144	144	144
Alberta	-3	-2	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
Colombie-Britannique	1429	12322	7100	7200	7550	7450	7200	7400	10400	7600
total - Canada	**33990**	**43891**	**39088**	**39107**	**44127**	**48377**	**47325**	**42817**	**47979**	**45298**
					pétajoules [a]					
Nouveau-Brunswick	47,9	44,3	45,2	45,0	44,9	47,6	34,3	23,9	23,8	17,5
Québec	45,5	59,0	59,1	59,1	67,3	86,7	86,3	65,3	74,0	87,9
Ontario	71,8	88,2	83,4	85,1	85,9	84,2	76,3	78,3	100,4	16,9
Manitoba	26,0	15,2	3,5	3,5	12,2	12,9	23,7	28,8	27,6	33,9
Saskatchewan	1,5	1,5	1,8	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Alberta	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Colombie-Britannique	15,0	46,1	27,1	27,5	30,3	34,7	37,8	41,7	52,5	43,2
total - Canada	**207,7**	**254,3**	**220,1**	**221,9**	**242,3**	**267,7**	**260,0**	**239,6**	**279,9**	**201,0**
					scénario élevé					
					gigawatts-heures					
Nouveau-Brunswick	6592	5873	6525	6524	6524	4904	2544	2172	2163	2962
Québec	12640	16401	16421	16421	18691	21081	18879	14938	19379	27179
Ontario	6263	6314	7950	7950	7950	6950	6950	6950	2850	1150
Manitoba	6978	2949	979	979	3379	3979	6579	7604	8204	8704
Saskatchewan	91	34	114	34	34	34	64	144	144	144
Alberta	-3	-2	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
Colombie-Britannique	1429	12322	7340	7210	7270	7200	6980	7080	9090	7690
total - Canada	**33990**	**43891**	**39328**	**39117**	**43847**	**44147**	**41995**	**38887**	**41829**	**47828**
					pétajoules [a]					
Nouveau-Brunswick	47,9	44,3	45,2	44,9	44,9	43,0	34,3	23,9	23,8	26,7
Québec	45,5	59,0	59,1	59,1	67,3	75,9	70,0	53,8	69,8	97,8
Ontario	71,8	88,2	83,5	84,8	84,8	73,8	74,4	76,6	30,6	12,9
Manitoba	26,0	15,2	3,5	3,5	12,2	14,3	23,7	27,4	29,5	31,3
Saskatchewan	1,5	1,5	1,8	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Alberta	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Colombie-Britannique	15,0	46,1	28,0	27,5	29,3	33,8	47,8	40,5	41,5	43,5
total - Canada	**207,7**	**254,3**	**221,1**	**221,5**	**240,2**	**242,4**	**251,8**	**223,8**	**196,8**	**213,8**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Les données disponibles sur les exportations d'électricité en 1988 indiquent que le niveau des exportations devrait être moins élevé en 1988 que nous ne l'avons prévu. Cela est attribuable à des précipitations sous la moyenne au Canada et à des prix moins élevés du mazout lourd sur certains marchés américains.

[a] Production en gigawatts-heures converties en pétajoules au moyen de facteurs spécifiques pour les combustibles fossiles, 3,6 PJ/TW.h pour l'hydro et 12,1 PJ/TW.h pour le nucléaire.

Tableau A5-6
Exportations d'électricité par type de combustible - Canada

térawatts-heures

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
hydroélectrique	25,6	34,1	28,1	28,2	33,1	36,5	36,3	31,2	37,3	40,1
charbon	5,5	7,2	7,9	7,0	6,7	8,5	6,3	7,5	9,1	4,4
nucléaire	2,5	2,2	2,7	3,6	4,0	3,1	4,4	3,7	1,2	0,3
pétrole	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
total	**34,0**	**43,9**	**39,1**	**39,2**	**44,2**	**48,5**	**47,4**	**42,8**	**48,0**	**45,2**

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
hydroélectrique	25,6	34,1	28,4	28,2	32,9	33,6	31,0	27,8	35,4	42,4
charbon	5,5	7,2	7,9	7,2	7,3	7,3	7,4	7,9	5,3	4,5
nucléaire	2,5	2,2	2,7	3,4	3,4	3,0	3,3	2,8	0,7	0,6
pétrole	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
total	**34,0**	**43,9**	**39,4**	**39,2**	**44,0**	**44,3**	**42,1**	**38,9**	**41,8**	**47,9**

Nota: Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Annexe 6

Tableau A6-1

Données historiques

Réserves établies et production cumulative de gaz naturel commercialisable

Régions traditionnelles

(exajoules)

	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976
réserves initiales	64,80	67,85	74,77	77,10	82,86	83,20	87,42	89,20	91,07	96,29
production cumulative	10,61	12,03	13,93	15,73	18,25	20,77	23,48	26,17	28,88	31,42
réserves restantes	54,19	55,82	60,84	61,37	64,61	62,43	63,94	63,03	62,19	64,87

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
réserves initiales	102,70	110,94	115,94	119,16	126,52	129,97	131,33	132,85	134,77	136,04
production cumulative	34,25	36,89	40,00	42,77	45,74	48,52	51,30	54,28	57,44	60,75
réserves restantes	68,45	74,05	75,94	76,39	80,78	81,45	80,03	78,57	77,33	75,29

Tableau A6-2
Données historiques et prévisions
Forages exploratoires axés sur le gaz naturel et additions aux réserves de gaz naturel commercialisable - Régions traditionnelles

	forages		réserves ajoutées		taux des additions	
	(millions de mètres)		(exajoules)		(pétajoules par kilomètre)	
1965	0,76		4,80		6,32	
1966	0,85		1,34		1,58	
1967	0,68		4,96		7,29	
1968	0,91		3,04		3,34	
1969	0,88		6,92		7,86	
1970	1,24		2,34		1,89	
1971	1,11		5,76		5,19	
1972	1,56		0,34		0,22	
1973	1,69		4,22		2,50	
1974	1,49		1,78		1,19	
1975	1,34		1,87		1,40	
1976	1,87		5,22		2,79	
1977	2,21		6,41		2,90	
1978	2,63		8,23		3,13	
1979	2,78		5,00		1,80	
1980	3,50		3,22		0,92	
1981	2,67		7,36		2,76	
1982	1,58		3,45		2,18	
1983	1,14		1,36		1,19	
1984	1,43		1,52		1,06	
1985	1,50		1,92		1,28	
1986	1,12		1,27		1,13	
	scénario		scénario		scénario	
	bas	élevé	bas	élevé	bas	élevé
1987	1,53	1,53	0,20	0,20	0,13	0,13
1988	1,89	1,90	0,40	0,40	0,21	0,21
1989	1,35	1,90	1,81	2,52	1,34	1,33
1990	1,02	1,62	1,33	2,03	1,30	1,25
1991	0,89	1,54	1,12	1,84	1,26	1,19
1992	0,97	1,55	1,39	2,09	1,43	1,35
1995	2,01	2,57	3,14	3,76	1,56	1,46
2000	2,77	2,96	3,28	3,15	1,18	1,06
2005	2,93	3,41	2,58	2,61	0,88	0,77

Tableau A6-3

Potentiel technique ultime et additions aux réserves de gaz naturel commercialisable
Régions traditionnelles

(exajoules)

réserves initiales établies au 31 décembre 1986	136
potentiel technique restant	
provenant des nouvelles découvertes et d'autres valorisations	89
potentiel technique ultime	225
additions aux réserves (1987-2005) - scénario bas	46
- scénario élevé	51

Nota: [a] Le potentiel technique ultime de gaz naturel commercialisable provenant des nouvelles découvertes et d'autres valorisations est fondé sur la prévision moyenne de 1983 de la Commission géologique du Canada.
[b] Cette estimation du potentiel technique est fondée sur l'état actuel de la technologie.

Tableau A6-4
Coûts directs marginaux nets du gaz naturel
Ouest canadien

accroissement des additions aux réserves (exajoules)	scénario bas ($ CAN de 1987 le gigajoule)	scénario élevé ($ CAN de 1987 le gigajoule)
0 - 5	1,31	1,93
5 - 10	1,38	2,03
10 - 15	1,46	2,14
15 - 20	1,55	2,27
20 - 25	1,65	2,41
25 - 30	1,76	2,57
30 - 35	1,88	2,76
35 - 40	2,03	2,97
40 - 45	2,19	3,22
45 - 50	2,38	3,51
50 - 55	2,61	3,86
55 - 60	2,88	4,29
60 - 65	3,22	4,84
65 - 70	3,68	5,57
70 - 75	4,33	6,65

Nota: On a déduit des coûts directs marginaux nets les valeurs tirées des sous-produits.

Tableau A6-5

Données historiques - Offre et demande de gaz naturel - Canada - Régions traditionnelles

(pétajoules)	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976
utilisation finale [a]	**672**	**741**	**851**	**914**	**1012**	**1131**	**1153**	**1266**	**1258**	**1319**
usage propre										
combustible de pipeline et pertes	59	67	75	86	97	109	115	119	118	118
combustible de retraitement	4	5	5	5	8	11	10	11	11	11
usage propre total	**63**	**72**	**80**	**91**	**105**	**120**	**125**	**130**	**129**	**129**
production d'électricité	73	85	64	99	100	148	200	173	195	139
production de vapeur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pertes de retraitement	27	29	36	44	55	74	81	78	77	74
demande intérieure	**835**	**927**	**1031**	**1148**	**1272**	**1472**	**1559**	**1647**	**1659**	**1662**
exportations	564	664	748	858	1003	1110	1130	1054	1019	1027
disposition totale [b]	**1399**	**1591**	**1779**	**2006**	**2275**	**2582**	**2689**	**2701**	**2678**	**2689**
production totale	**1341**	**1514**	**1769**	**2037**	**2260**	**2569**	**2741**	**2687**	**2728**	**2754**
capacité de production [c]	**n.d.**	**1550**	**1800**	**2100**	**2400**	**2600**	**2750**	**2900**	**3050**	**3200**

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
utilisation finale [a]	**1419**	**1505**	**1583**	**1582**	**1571**	**1623**	**1657**	**1775**	**1914**	**1856**
usage propre										
combustible de pipeline et pertes	122	119	126	118	118	114	116	123	135	129
combustible de retraitement	12	14	15	16	17	16	12	11	13	18
usage propre total	**134**	**133**	**141**	**134**	**135**	**130**	**127**	**134**	**148**	**147**
production d'électricité	132	106	104	84	69	61	75	68	56	60
production de vapeur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
pertes de retraitement	71	69	102	155	162	160	153	181	198	183
demande intérieure	**1756**	**1813**	**1930**	**1956**	**1937**	**1974**	**2013**	**2158**	**2315**	**2247**
exportations	1077	949	1094	863	824	845	764	812	975	794
disposition totale [b]	**2833**	**2762**	**3024**	**2819**	**2761**	**2819**	**2777**	**2970**	**3290**	**3041**
production totale	**2872**	**2777**	**3007**	**2764**	**2739**	**2807**	**2664**	**2901**	**3162**	**2905**
capacité de production [c]	**3400**	**3650**	**4000**	**4400**	**4600**	**4850**	**5030**	**4850**	**4995**	**4790**

Nota: [a] La demande pour utilisation finale, par combustible et par secteur, est indiquée au tableau A4-5.
[b] La disposition totale diffère de la production totale étant donné que le gaz naturel synthétique et les importations sont inclus dans la disposition sans apparaître dans la production de gaz naturel, les variations de stocks et les écarts statistiques.
[c] Estimations fondées sur les rapports antérieurs.

Tableau A6-6
Capacité de production des réserves établies de gaz naturel faisant l'objet de contrats

scénario bas

(pétajoules)

	Alberta						Colombie-Britannique			Saskatchewan	T.N.-O.	Ontario	Canada
	gaz non associé	gaz recyclé	gaz en solution	sud-est de l'Alberta	reportées	total partiel	gaz non associé	gaz en solution	total partiel				total
1987	3182	180	142	394	3	3900	466	13	479	64	7	16	4466
1988	3043	197	140	377	3	3760	442	13	455	73	7	16	4310
1989	2869	197	123	367	4	3559	394	12	407	69	7	16	4057
1990	2680	208	104	360	6	3359	382	11	394	66	7	16	3841
1991	2486	242	89	355	7	3179	372	10	383	62	25	16	3664
1992	2277	240	76	351	9	2952	362	10	372	59	25	16	3424
1993	2079	238	66	348	18	2748	348	9	357	56	25	14	3200
1994	1884	224	58	344	27	2537	305	8	313	53	22	13	2939
1995	1710	205	51	239	35	2240	280	7	287	51	19	12	2609
1996	1556	132	44	209	43	1983	253	7	260	49	18	11	2322
1997	1439	107	40	205	52	1844	225	6	232	46	18	11	2150
1998	1253	102	36	202	58	1650	195	6	201	44	15	10	1919
1999	1136	92	32	182	62	1504	172	6	177	41	1	9	1732
2000	1028	86	29	147	68	1357	139	6	145	40	1	9	1551
2001	950	80	26	145	72	1273	122	5	127	37	1	8	1446
2002	879	72	24	141	77	1193	108	5	113	35	0	8	1349
2003	821	61	22	119	81	1104	91	5	96	34	0	7	1242
2004	745	54	20	111	85	1014	78	5	83	32	0	7	1136
2005	683	43	18	105	88	937	66	5	71	31	0	7	1045

Tableau A6-6 (suite)
Capacité de production des réserves établies de gaz naturel faisant l'objet de contrats

scénario élevé

(pétajoules)

	Alberta					Colombie-Britannique			Saskatchewan	T.N.-O.	Ontario	Canada
	gaz non associé	gaz recyclé	gaz en solution	sud-est de l'Alberta	reportées	total partiel	gaz non associé	gaz en solution	total partiel				total
1987	3181	180	142	394	3	3899	466	13	479	64	7	16	4465
1988	3042	197	140	377	3	3759	442	13	455	73	7	16	4310
1989	2875	197	123	367	4	3565	394	12	407	69	7	16	4063
1990	2708	208	104	360	6	3387	382	11	394	66	7	16	3868
1991	2557	242	89	355	7	3250	372	10	382	62	25	16	3735
1992	2368	240	76	351	9	3044	362	10	372	59	25	16	3515
1993	2163	238	66	348	18	2832	348	9	357	56	25	14	3284
1994	1954	224	58	344	27	2607	311	8	319	53	22	13	3015
1995	1767	205	51	239	35	2297	285	7	292	51	19	12	2671
1996	1590	132	44	209	43	2027	260	7	266	49	18	11	2372
1997	1461	107	40	205	52	1865	231	6	238	46	18	11	2177
1998	1266	102	36	202	58	1664	201	6	207	44	15	10	1939
1999	1135	92	32	182	62	1503	176	6	181	41	1	9	1735
2000	1011	86	29	147	68	1340	142	6	147	40	1	9	1537
2001	937	80	26	145	72	1260	124	5	129	37	1	8	1435
2002	877	72	24	141	77	1191	109	5	114	35	0	8	1348
2003	823	61	22	119	81	1106	90	5	95	34	0	7	1243
2004	750	54	20	111	85	1019	77	5	82	32	0	7	1140
2005	689	43	18	105	88	942	64	5	69	31	0	7	1049

Tableau A6-7
Capacité de production des réserves établies de gaz naturel ne faisant pas l'objet de contrats

scénario bas

(pétajoules)

	Alberta			Colombie-Britannique	Saskatchewan	Canada
	libres de contrat	H.P.É	total partiel			total
1987	30	7	37	32	42	111
1988	59	13	72	55	49	176
1989	117	19	136	67	46	249
1990	203	25	227	74	44	346
1991	285	30	315	79	42	436
1992	363	35	398	87	40	525
1993	436	40	477	105	38	620
1994	476	45	521	131	36	688
1995	482	49	532	139	34	705
1996	487	53	540	148	32	721
1997	460	57	517	150	31	698
1998	430	60	489	149	29	667
1999	398	62	460	147	28	635
2000	364	64	428	143	26	596
2001	326	65	391	140	25	556
2002	288	67	355	134	24	513
2003	253	69	322	128	22	472
2004	220	70	291	120	21	431
2005	194	72	266	109	20	396

Tableau A6-7 (suite)
Capacité de production des réserves établies de gaz naturel ne faisant pas l'objet de contrats

scénario élevé

(pétajoules)

	Alberta			Colombie-Britannique	Saskatchewan	Canada
	libres de contrat	H.P.É	total partiel			total
1987	30	7	37	32	42	111
1988	59	13	72	55	49	176
1989	117	19	136	67	46	249
1990	203	25	228	74	44	346
1991	286	30	316	80	42	438
1992	365	35	400	87	40	527
1993	440	40	480	112	38	630
1994	481	45	526	132	36	694
1995	489	49	539	140	34	713
1996	495	53	549	150	32	731
1997	469	57	527	152	31	709
1998	438	60	498	151	29	678
1999	406	62	468	149	28	645
2000	370	64	433	145	26	604
2001	329	65	395	141	25	560
2002	290	67	357	135	24	515
2003	253	69	322	129	22	472
2004	219	70	289	120	21	430
2005	192	72	264	110	20	394

Tableau A6-8
Capacité de production de gaz naturel à partir de toutes les sources

scénario bas

(pétajoules)	réserves établies			additions aux réserves	Ouest canadien	régions pionnières		Canada
	sous contrat	libres de contrat	total partiel		total partiel	delta	Venture	total
1987	4466	111	4576	12	4588	-	-	4588
1988	4310	176	4487	34	4521	-	-	4521
1989	4057	249	4306	63	4369	-	-	4369
1990	3841	346	4187	108	4295	-	-	4295
1991	3664	436	4101	180	4281	-	-	4281
1992	3424	525	3948	289	4237	-	-	4237
1993	3200	620	3820	448	4268	-	-	4268
1994	2939	688	3627	612	4239	-	-	4239
1995	2609	705	3313	821	4134	-	-	4134
1996	2322	721	3042	1064	4106	-	-	4106
1997	2150	698	2848	1308	4156	-	-	4156
1998	1919	667	2586	1576	4162	-	-	4162
1999	1732	635	2367	1806	4173	200	-	4373
2000	1551	596	2148	1980	4128	300	-	4428
2001	1446	556	2002	2121	4123	450	-	4573
2002	1349	513	1862	2254	4116	450	-	4566
2003	1242	472	1713	2373	4086	450	-	4536
2004	1136	431	1567	2510	4077	450	-	4527
2005	1045	396	1441	2617	4058	450	-	4508

Tableau A6-8 (suite)

Capacité de production de gaz naturel à partir de toutes les sources

scénario élevé

(pétajoules)	réserves établies			additions aux réserves	Ouest canadien	régions pionnières		Canada
	sous contrat	libres de contrat	total partiel		total partiel	delta	Venture	total
1987	4465	111	4576	12	4588	-	-	4588
1988	4310	176	4486	36	4522	-	-	4522
1989	4063	249	4312	69	4381	-	-	4381
1990	3868	346	4214	122	4336	-	-	4336
1991	3735	438	4173	211	4384	-	-	4384
1992	3515	527	4042	347	4389	-	-	4389
1993	3284	630	3914	548	4462	-	-	4462
1994	3015	694	3709	813	4522	-	-	4522
1995	2671	713	3383	1127	4510	-	-	4510
1996	2372	731	3103	1421	4524	-	-	4524
1997	2177	709	2887	1759	4646	-	-	4646
1998	1939	678	2617	2109	4726	-	-	4726
1999	1735	645	2380	2227	4607	200	-	4807
2000	1537	604	2141	2340	4481	300	-	4781
2001	1435	560	1995	2463	4458	450	-	4908
2002	1348	515	1863	2618	4481	450	-	4931
2003	1243	472	1715	2763	4478	450	-	4928
2004	1140	430	1570	2851	4421	450	150	5021
2005	1049	394	1443	2886	4329	450	250	5029

Tableau A6-9
Données historiques - Exportations de gaz naturel

(milliards de mètres cubes)

	Pacifique Nord-Ouest	Rocheuses	Californie	Centre	Nord-Est	total
1971	5,2	3,0	10,0	6,9	0,7	25,8
1972	6,5	3,6	10,9	7,3	0,3	28,6
1973	6,8	3,7	11,0	7,4	0,2	29,1
1974	6,2	3,4	10,1	7,2	0,3	27,2
1975	5,5	3,1	10,8	7,1	0,3	26,8
1976	5,5	2,9	11,1	7,2	0,3	27,0
1977	6,1	2,9	11,1	7,9	0,3	28,3
1978	5,3	2,6	9,8	7,1	0,2	25,0
1979	5,9	2,8	11,0	8,1	0,5	28,3
1980	4,1	2,0	8,9	7,0	0,6	22,6
1981	3,5	1,8	7,7	7,0	1,6	21,6
1982	2,3	1,3	8,8	7,8	2,0	22,2
1983	2,3	0,9	8,1	7,4	1,5	20,2
1984	1,9	0,8	8,0	7,8	2,9	21,4
1985	2,4	1,0	11,4	9,2	2,1	26,1
1986	2,9	0,2	9,9	6,1	1,9	21,0
1987	4,1	0,2	13,5	7,6	2,5	28,0

Nota: Les données comprennent les volumes suivants, exportés en vertu d'ordonnances à court terme:

(milliards de mètres cubes)

1984	0,1
1985	0,5
1986	6,2
1987	6,1

Tableau A6-10
Composition des exportations de gaz naturel canadien par régions de demande[a] des États-Unis

(milliards de pieds cubes)

scénario bas

régions	PNR	%[b]	CAL	%[b]	CTR	%[b]	NE	%[b]	total	%[b]
1987	151,8	65	478,0	28	269,7	2	89,7	4	989,2	6
1988	183,5	78	505,2	29	449,0	4	134,8	7	1272,5	8
1989	198,0	84	482,9	28	494,6	4	147,2	7	1322,4	8
1900	197,6	83	485,7	27	494,6	4	167,3	8	1345,2	8
1991	204,0	84	486,4	27	513,3	5	170,8	9	1374,5	8
1992	214,0	88	506,0	27	482,0	4	173,0	9	1375,0	8
1993	213,8	88	503,2	27	483,0	4	173,6	9	1373,6	8
1994	213,6	88	500,4	26	484,0	4	174,2	9	1372,2	8
1995	213,4	88	497,6	26	485,0	4	174,8	9	1370,8	8
1996	213,2	88	494,8	25	486,0	4	175,4	9	1369,4	8
1997	213,0	88	492,0	25	487,0	4	176,0	9	1368,0	8
1998	213,6	88	491,2	25	492,0	4	175,8	9	1372,6	8
1999	214,2	88	490,4	24	497,0	4	175,6	9	1377,2	8
2000	214,8	88	489,6	24	502,0	4	175,4	9	1381,8	8
2001	215,4	88	488,8	24	507,0	5	175,2	9	1386,4	8
2002	216,0	88	488,0	24	512,0	5	175,0	9	1391,0	8
2003	216,2	88	486,8	24	506,8	5	175,2	9	1385,0	8
2004	216,4	88	485,6	24	501,6	5	175,4	9	1379,0	8
2005	216,6	88	484,4	24	496,4	5	175,6	9	1373,0	8
2006	216,8	88	483,2	24	491,2	5	175,8	10	1367,0	8
2007	217,0	88	482,0	24	486,0	5	176,0	10	1361,0	8

Nota: [a] Les chiffres du tableau diffèrent des chiffres du tableau A6-11 parce que les équilibres de l'offre et de la demande dans le tableau A6-11 ont été complétés avant que les chiffres à l'exportation aient été définitivement redressés. L'écart est négligeable.

[b] Le pourcentage représente l'offre canadienne exprimée en pourcentage de la consommation de gaz naturel des États-Unis.

Légende: PNR= régions de demande du Pacifique, du Nord-Ouest et des Rocheuses.
CAL = Californie.
CTR= régions de demande du Centre nord-ouest, du Centre sud-ouest, du Centre nord-est et du Centre sud-est.
NE = régions de demande de la Nouvelle-Angleterre, de New York et mi-Atlantique.

Tableau A6-10 (suite)
Composition des exportations de gaz naturel canadien
par régions de demande[a] des États-Unis

(milliards de pieds cubes)

scénario élevé

régions	PNR	%[b]	CAL	%[b]	CTR	%[b]	NE	%[b]	total	%[b]
1987	151,8	65	478,0	28	269,7	2	89,7	4	989,2	6
1988	183,5	78	505,2	29	449,0	4	134,8	7	1272,5	8
1989	198,0	84	482,9	27	494,6	4	147,2	7	1322,4	8
1900	197,6	83	485,7	27	494,6	4	167,3	8	1345,2	8
1991	204,0	85	486,4	26	513,3	5	170,8	8	1374,5	8
1992	211,0	88	500,0	27	549,0	5	182,0	8	1442,0	8
1993	212,4	88	498,2	26	547,0	5	182,2	8	1439,8	8
1994	213,8	88	496,4	25	545,0	5	182,4	8	1437,6	8
1995	215,2	88	494,6	25	543,0	5	182,6	8	1435,4	8
1996	216,6	88	492,8	24	541,0	5	182,8	8	1433,2	8
1997	218,0	88	491,0	23	539,0	5	183,0	8	1431,0	8
1998	219,0	88	490,6	23	532,0	5	181,2	8	1422,8	8
1999	220,0	88	490,2	23	525,0	5	179,4	8	1414,6	8
2000	221,0	88	489,8	23	518,0	4	177,6	8	1406,4	8
2001	222,0	88	489,4	23	511,0	4	175,8	8	1398,2	8
2002	223,0	88	489,0	23	504,0	4	174,0	8	1390,0	8
2003	223,8	88	488,8	23	496,4	4	175,2	8	1384,2	8
2004	224,6	88	488,6	23	488,8	4	176,4	8	1378,4	8
2005	225,4	88	488,4	23	481,2	4	177,6	9	1372,6	8
2006	226,2	88	488,2	23	473,6	4	178,8	9	1366,8	8
2007	227,0	88	488,0	23	466,0	4	180,0	9	1361,0	8

Nota: [a] Les chiffres du tableau diffèrent des chiffres du tableau A6-11 parce que les équilibres de l'offre et de la demande dans le tableau A6-11 ont été complétés avant que les chiffres à l'exportation aient été définitivement redressés. L'écart est négligeable.

[b] Le pourcentage représente l'offre canadienne exprimée en pourcentage de la consommation de gaz naturel des États-Unis.

Légende: PNR= régions de demande du Pacifique, du Nord-Ouest et des Rocheuses.
CAL = Californie.
CTR= régions de demande du Centre nord-ouest, du Centre sud-ouest, du Centre nord-est et du Centre sud-est.
NE = régions de demande de la Nouvelle-Angleterre, de New York et mi-Atlantique.

Tableau A6-10 (suite)
Composition des exportations de gaz naturel canadien
par régions de demande[a] des États-Unis

(milliards de mètres cubes)

scénario bas

régions	PNR	%[b]	CAL	%[b]	CTR	%[b]	NE	%[b]	total	%[b]
1987	4,3	65	13,5	28	7,6	2	2,5	4	28,0	6
1988	5,2	78	14,3	29	12,7	4	3,8	7	36,0	8
1989	5,6	84	13,7	28	14,0	4	4,2	7	37,5	8
1900	5,6	83	13,8	27	14,0	4	4,7	8	38,1	8
1991	5,8	84	13,8	27	14,5	5	4,8	9	38,9	8
1992	6,1	88	14,3	27	13,7	4	4,9	9	39,0	8
1993	6,1	88	14,3	27	13,7	4	4,9	9	38,9	8
1994	6,1	88	14,2	26	13,7	4	4,9	9	38,9	8
1995	6,0	88	14,1	26	13,7	4	5,0	9	38,8	8
1996	6,0	88	14,0	25	13,8	4	5,0	9	38,8	8
1997	6,0	88	13,9	25	13,8	4	5,0	9	38,8	8
1998	6,1	88	13,9	25	13,9	4	5,0	9	38,9	8
1999	6,1	88	13,9	24	14,1	4	5,0	9	39,0	8
2000	6,1	88	13,9	24	14,2	4	5,0	9	39,1	8
2001	6,1	88	13,8	24	14,4	5	5,0	9	39,3	8
2002	6,1	88	13,8	24	14,5	5	5,0	9	39,4	8
2003	6,1	88	13,8	24	14,4	5	5,0	9	39,2	8
2004	6,1	88	13,8	24	14,2	5	5,0	9	39,1	8
2005	6,1	88	13,7	24	14,1	5	5,0	9	38,9	8
2006	6,1	88	13,7	24	13,9	5	5,0	10	38,7	8
2007	6,1	88	13,7	24	13,8	5	5,0	10	38,6	8

Nota: [a] Les chiffres du tableau diffèrent des chiffres du tableau A6-11 parce que les équilibres de l'offre et de la demande dans le tableau A6-11 ont été complétés avant que les chiffres à l'exportation aient été définitivement redressés. L'écart est négligeable.

[b] Le pourcentage représente l'offre canadienne exprimée en pourcentage de la consommation de gaz naturel des États-Unis.

Légende: PNR= régions de demande du Pacifique, du Nord-Ouest et des Rocheuses.
CAL = Californie.
CTR= régions de demande du Centre nord-ouest, du Centre sud-ouest, du Centre nord-est et du Centre sud-est.
NE = régions de demande de la Nouvelle-Angleterre, de New York et mi-Atlantique.

Tableau A6-10 (suite)
Composition des exportations de gaz naturel canadien par régions de demande[a] des États-Unis

(milliards de mètres cubes)

scénario élevé

régions	PNR	%[b]	CAL	%[b]	CTR	%[b]	NE	%[b]	total	%[b]
1987	4,3	65	13,5	28	7,6	2	2,5	4	28,0	6
1988	5,2	78	14,3	29	12,7	4	3,8	7	36,0	8
1989	5,6	84	13,7	27	14,0	4	4,2	7	37,5	8
1900	5,6	83	13,8	27	14,0	4	4,7	8	38,1	8
1991	5,8	85	13,8	26	14,5	5	4,8	8	38,9	8
1992	6,0	88	14,2	27	15,6	5	5,2	8	40,8	8
1993	6,0	88	14,1	26	15,5	5	5,2	8	40,8	8
1994	6,1	88	14,1	25	15,4	5	5,2	8	40,7	8
1995	6,1	88	14,0	25	15,4	5	5,2	8	40,7	8
1996	6,1	88	14,0	24	15,3	5	5,2	8	40,6	8
1997	6,2	88	13,9	23	15,3	5	5,2	8	40,5	8
1998	6,2	88	13,9	23	15,1	5	5,1	8	40,3	8
1999	6,2	88	13,9	23	14,9	5	5,1	8	40,1	8
2000	6,3	88	13,9	23	14,7	4	5,0	8	39,8	8
2001	6,3	88	13,9	23	14,5	4	5,0	8	39,6	8
2002	6,3	88	13,9	23	14,3	4	4,9	8	39,4	8
2003	6,3	88	13,8	23	14,1	4	5,0	8	39,2	8
2004	6,4	88	13,8	23	13,8	4	5,0	8	39,0	8
2005	6,4	88	13,8	23	13,6	4	5,0	9	38,9	8
2006	6,4	88	13,8	23	13,4	4	5,1	9	38,7	8
2007	6,4	88	13,8	23	13,2	4	5,1	9	38,6	8

Nota: [a] Les chiffres du tableau diffèrent des chiffres du tableau A6-11 parce que les équilibres de l'offre et de la demande dans le tableau A6-11 ont été complétés avant que les chiffres à l'exportation aient été définitivement redressés. L'écart est négligeable.

[b] Le pourcentage représente l'offre canadienne exprimée en pourcentage de la consommation de gaz naturel des États-Unis.

Légende: PNR= régions de demande du Pacifique, du Nord-Ouest et des Rocheuses.
CAL = Californie
CTR= régions de demande du Centre nord-ouest, du Centre sud-ouest, du Centre nord-est et du Centre sud-est.
NE = régions de demande de la Nouvelle-Angleterre, de New York et mi-Atlantique.

Tableau A6-11
Offre et demande de gaz naturel
Canada

scénario bas

(pétajoules)	utilisation finale	combustible et pertes des pipelines	combustible de retraitement	production d'électricité [a]	pertes de retraitement	demande intérieure	export. [b]	demande primaire totale	capacité de production	capacité de production redressée [c]
1987	1824	137	19	66	199	2244	1060	3304	4588	4593
1988	1890	152	21	74	224	2362	1362	3724	4521	4565
1989	1927	157	21	77	230	2412	1416	3828	4370	4496
1990	1959	160	22	77	234	2452	1440	3892	4295	4437
1991	2005	165	22	80	240	2512	1471	3983	4280	4420
1992	2056	170	23	89	246	2583	1499	4081	4237	4463
1993	2101	173	23	93	249	2640	1499	4138	4267	4488
1994	2143	176	24	103	252	2698	1499	4196	4239	4520
1995	2183	178	24	114	256	2756	1499	4254	4135	4518
1996	2217	180	24	121	259	2801	1499	4300	4106	4496
1997	2254	182	24	120	261	2842	1499	4340	4157	4439
1998	2283	184	24	114	263	2868	1499	4367	4162	4462
1999	2322	187	25	140	267	2941	1499	4439	4374	4670
2000	2371	189	25	119	269	2973	1499	4472	4428	4718
2001	2416	192	25	126	273	3033	1499	4531	4573	4811
2002	2459	194	26	126	275	3080	1499	4579	4566	4755
2003	2501	194	26	94	276	3091	1499	4589	4537	4740
2004	2524	197	26	119	279	3145	1499	4643	4527	4743
2005	2550	198	26	123	281	3179	1499	4677	4508	4716

Nota: [a] Les chiffres qui apparaissent dans cette colonne diffèrent de ceux des tableaux 4-17 et A10-1 parce que les équilibres de l'offre et de la demande dans le tableau A6-11 ont été complétés avant que les chiffres sur la production d'électricité aient été redressés définitivement. Les écarts sont généralement faibles.

[b] Les chiffres qui apparaissent dans cette colonne diffèrent de ceux du tableau A6-10 parce que les équilibres de l'offre et de la demande dans le tableau A6-11 ont été complétés avant que les chiffres sur les exportations aient été redressés définitivement. L'écart est négligeable.

[c] La capacité de production a été redressée de façon à ce que les volumes produits soient égaux à la demande primaire totale.

Tableau A6-11 (suite)
Offre et demande de gaz naturel
Canada

scénario élevé

(pétajoules)	utilisation finale	combustible et pertes des pipelines	combustible de retraitement	production d'électricité	pertes de retraitement	demande intérieure	export. [a]	demande primaire totale	capacité de production	capacité de production redressée [b]
1987	1824	137	19	66	198	2243	1060	3303	4587	4593
1988	1924	154	21	71	222	2392	1362	3754	4522	4566
1989	2006	161	22	78	229	2496	1416	3911	4382	4502
1990	2116	167	23	78	245	2629	1440	4069	4336	4458
1991	2204	174	24	79	253	2733	1471	4205	4384	4478
1992	2284	180	24	83	260	2831	1499	4330	4389	4568
1993	2368	184	25	90	267	2935	1499	4433	4462	4667
1994	2478	189	26	100	275	3067	1499	4565	4522	4785
1995	2531	192	26	127	280	3156	1499	4655	4510	4885
1996	2566	194	26	120	282	3188	1499	4687	4524	4835
1997	2608	198	27	142	286	3261	1499	4760	4645	4868
1998	2645	199	27	124	288	3283	1499	4781	4726	4991
1999	2675	201	27	129	290	3322	1499	4821	4806	5069
2000	2713	204	27	128	293	3364	1499	4863	4780	5056
2001	2753	207	28	126	295	3409	1499	4907	4908	5109
2002	2775	209	28	143	298	3453	1499	4952	4931	5078
2003	2808	211	28	130	299	3476	1499	4975	4928	5091
2004	2828	212	28	139	301	3508	1499	5006	5021	5204
2005	2846	213	28	143	303	3532	1499	5031	5029	5215

Nota: [a] Les chiffres qui apparaissent dans cette colonne diffèrent de ceux du tableau A6-10 parce que les équilibres de l'offre et de la demande dans le tableau A6-11 ont été complétés avant que les chiffres sur les exportations aient été redressés définitivement. L'écart est négligeable.

[b] La capacité de production a été redressée de façon à ce que les volumes produits soient égaux à la demande primaire totale.

Annexe 7

Tableau A7-1

Données historiques

Réserves établies initiales et réserves restantes de pétrole brut classique
Régions traditionnelles

(millions de mètres cubes)

	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976
réserves initiales										
pétrole brut léger	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	1900,8	1890,0
pétrole brut lourd	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	308,4	317,2
total	**2154,2**	**2258,0**	**2324,5**	**2348,7**	**2387,5**	**2406,8**	**2416,9**	**2413,5**	**2209,2**	**2207,2**
réserves restantes										
pétrole brut léger	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	901,2	826,2
pétrole brut lourd	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	128,1	127,9
total	**1610,5**	**1655,0**	**1659,2**	**1611,8**	**1573,4**	**1513,5**	**1420,6**	**1320,2**	**1029,3**	**954,1**

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
réserves initiales										
pétrole brut léger	1920,7	1939,4	1935,2	1935,4	1980,4	2055,1	2085,5	2164,8	2217,2	2264,2
pétrole brut lourd	325,1	325,6	352,3	378,9	355,7	365,6	385,7	404,1	419,0	434,4
total	**2245,8**	**2265,0**	**2287,5**	**2314,3**	**2336,1**	**2420,7**	**2471,2**	**2568,9**	**2636,2**	**2698,6**
réserves restantes										
pétrole brut léger	794,9	752,4	679,1	615,4	598,2	616,5	595,2	612,9	609,0	600,7
pétrole brut lourd	124,4	114,1	128,4	144,3	117,3	119,2	123,8	127,7	128,4	130,1
total	**919,3**	**866,5**	**807,5**	**759,7**	**715,5**	**735,7**	**719,0**	**740,6**	**737,4**	**730,8**

N.D.: non disponible.

Source: Données de l'Association pétrolière du Canada, 1967-1974.
Données de l'Office national de l'énergie, 1975-1996.

Tableau A7-2
Réserves établies et capacité de production de pétrole brut classique
Régions traditionnelles

	réserves établies initiales au 31/12/86	production cumulative au 31/12/86	réserves établies restantes au 31/12/86	capacité de production à partir des réserves restantes au 31/12/86								
	(millions de mètres cubes)			1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
				(milliers de mètres cubes par jour)								
pétrole brut léger												
Territoires du Nord-Ouest	35,200	7,111	28,089	4,3	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,1	2,5	1,5
Colombie-Britannique	84,477	64,731	19,746	5,8	5,2	4,6	4,1	3,7	3,3	2,3	1,4	0,8
Alberta	1945,658	1439,667	505,991	127,6	126,0	112,3	98,0	84,8	73,8	50,7	29,7	18,7
Saskatchewan	154,022	117,786	36,236	10,3	9,7	8,8	8,0	7,2	6,6	4,8	2,7	1,5
Manitoba	34,572	24,848	9,724	2,1	2,0	1,8	1,7	1,6	1,4	1,2	0,8	0,5
Ontario	10,261	9,357	0,904	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0
total partiel	**2264,190**	**1663,500**	**600,690**	**155,4**	**147,8**	**132,4**	**116,8**	**102,0**	**89,8**	**63,1**	**37,1**	**23,0**
total partiel ajusté - scénario bas				156,7	149,5	134,2	119,3	105,1	92,9	65,4	37,3	22,2
total partiel ajusté - scénario élevé				156,7	152,7	138,9	124,3	110,1	97,7	69,3	39,0	22,7
pétrole brut lourd												
Alberta	140,806	87,562	53,244	20,0	18,3	15,7	13,4	11,5	9,9	6,4	2,9	1,2
Saskatchewan	293,335	216,549	76,786	22,8	21,2	19,1	17,2	15,4	13,8	10,0	5,7	2,4
Manitoba	0,266	0,225	0,041	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total partiel	**434,407**	**304,336**	**130,071**	**42,8**	**39,5**	**34,8**	**30,6**	**26,9**	**23,7**	**16,4**	**8,7**	**3,6**
total partiel ajusté - scénario bas				43,1	41,6	36,3	32,2	28,0	24,2	16,0	7,8	2,9
total partiel ajusté - scénario élevé				43,1	43,6	40,5	37,4	32,9	28,4	17,6	6,7	1,7
total - pétrole brut												
Territoires du Nord-Ouest	35,200	7,111	28,089	4,3	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,1	2,5	1,5
Colombie-Britannique	84,477	64,731	19,746	5,8	5,2	4,6	4,1	3,7	3,3	2,3	1,4	0,8
Alberta	2086,464	1527,229	559,235	147,6	144,3	128,0	111,5	96,3	83,7	57,1	32,6	19,9
Saskatchewan	447,357	334,335	113,022	33,1	30,8	27,9	25,1	22,6	20,4	14,8	8,4	3,9
Manitoba	34,838	25,073	9,765	2,2	2,0	1,8	1,7	1,6	1,4	1,2	0,8	0,5
Ontario	10,261	9,357	0,904	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0
total	**2698,597**	**1967,836**	**730,761**	**193,3**	**187,2**	**167,3**	**147,2**	**128,9**	**113,5**	**79,5**	**45,8**	**26,6**
total partiel ajusté - scénario bas				**199,8**	**191,1**	**170,5**	**151,5**	**133,1**	**117,1**	**81,4**	**45,1**	**25,1**
total partiel ajusté - scénario élevé				**199,8**	**196,3**	**179,4**	**161,7**	**143,0**	**125,1**	**86,9**	**45,7**	**24,4**

Nota: La capacité de production à partir des réserves établies a été ajustée dans les scénarios bas et élevé pour tenir compte des forages intercalaires et des recor.ditionnements. La capacité de production dans le scénario bas a ensuite été réduite, tant pour le pétrole brut léger que pour le pétrole brut lourd , de 2% et 5%, respectivement, pour tenir compte des réserves qui ne sont pas économiques.

Tableau A7-3
Réserves établies et capacité de production de pétrole brut classique par gisement, oléoduc et région

pétrole brut léger

	réserves établies initiales au 31/12/86	production cumulative au 31/12/86	réserves établies restantes au 31/12/86	capacité de production à partir des réserves restantes au 31/12/86								
	(millions de mètres cubes)			1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
				(mètres cubes par jour)								
Territoires du Nord-Ouest												
IPL Norman Wells												
Norman Wells	35,200	7,111	28,089	4300	4600	4600	4600	4600	4600	4052	2458	1490
total du réseau	35,200	7,111	28,089	4300	4600	4600	4600	4600	4600	4052	2458	1490
total des T. N.-O.	**35,200**	**7,111**	**28,089**	**4300**	**4600**	**4600**	**4600**	**4600**	**4600**	**4052**	**2458**	**1490**
Colombie- Britannique												
Blueberry Taylor Pipelines												
Aitken Creek-Gething A	1,100	0,964	0,136	80	64	51	40	32	26	13	0	0
Blueberry Debolt	2,642	2,153	0,489	111	103	96	89	83	77	62	44	30
Eagle Belloy-Kisk 80%	1,224	0,450	0,774	321	274	234	200	170	145	90	41	18
Eagle West Belloy A 80%	5,120	2,763	2,357	989	840	714	606	515	438	268	118	52
Inga-Inga, total	6,250	5,405	0,845	309	271	237	208	182	160	107	55	28
Stoddart West, total	1,250	0,519	0,731	270	256	222	192	166	144	93	45	0
divers	0,589	0,346	0,243	43	40	36	34	31	29	23	17	13
total du réseau	18,175	12,600	5,575	2125	1850	1593	1372	1183	1021	660	322	144
Trans-Prairie Pipelines Ltd Beaton River												
Beatton R. Halfway, total	1,761	1,444	0,317	120	120	112	95	80	67	40	17	0
Beatton Rvr W. Bluesky A	0,963	0,752	0,211	54	46	40	35	31	27	21	14	11
Eagle Belloy-Kisk 20%	0,306	0,113	0,193	80	68	58	49	42	36	22	10	4
Eagle West Belloy A 20%	1,280	0,691	0,589	247	210	178	151	128	109	67	29	13
Milligan Creek-Halfway	7,100	6,647	0,453	194	165	140	119	101	86	53	23	8
Peejay-Halfway	10,311	9,271	1,040	360	358	333	287	247	212	135	64	0
Weasel-Halfway	3,400	2,815	0,585	240	206	176	151	129	110	69	31	14
Wildmint-Halfway	1,615	1,439	0,176	90	85	68	54	43	35	17	0	0
divers	1,949	1,631	0,318	111	100	90	81	73	66	50	19	0
total du réseau	28,685	24,803	3,882	1499	1362	1199	1026	879	753	478	211	52
Trans-Prairie Pipelines Ltd Boundary Lake Taylor												
Boundary Lake, unité nº 1	19,000	13,175	5,825	1083	1014	949	888	831	778	638	458	329
Boundary Lake, unité nº 2	11,550	9,685	1,865	528	479	434	394	357	324	241	148	90
Bdry Lk Dome 1 & 2	3,400	2,764	0,636	147	136	125	116	107	98	77	51	34
divers	0,769	0,422	0,347	115	102	91	81	72	64	46	25	14
total du réseau	34,719	26,046	8,673	1875	1733	1601	1480	1369	1266	1003	684	489
par camions et wagons-citernes												
par camions en C.-B.	2,898	1,282	1,616	281	266	251	238	224	212	179	135	102
total	2,898	1,282	1,616	281	266	251	238	224	212	179	135	102
total pour la C.-B.	**84,477**	**64,731**	**19,746**	**5783**	**5213**	**4646**	**4117**	**3658**	**3253**	**2321**	**1353**	**768**

Tableau A7-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de pétrole brut classique par gisement, oléoduc et région

pétrole brut léger

	réserves établies initiales au 31/12/86	production cumulative au 31/12/86	réserves établies restantes au 31/12/86	capacité de production à partir des réserves restantes au 31/12/86								
	(millions de mètres cubes)			1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
				(mètres cubes par jour)								
Alberta												
Bow River Pipelines Ltd.												
Cessford Banff B	0,579	0,181	0,398	84	75	68	61	56	51	41	30	24
Halkirk E. Ellerslie A	0,340	0,048	0,292	109	101	87	75	65	56	36	17	7
Halkirk East, autres	0,277	0,080	0,197	79	68	59	51	44	38	25	12	0
Halkirk Upper Mann. I	0,850	0,082	0,768	126	126	126	126	126	126	108	65	39
Halkirk, autres	0,300	0,082	0,218	75	74	66	57	49	43	28	14	0
Provost Viking CAK	10,800	7,437	3,363	571	521	478	442	411	385	321	252	207
Provost, autres	1,700	0,604	1,096	480	441	370	311	261	219	129	54	0
Shouldice, total	0,644	0,110	0,534	112	99	88	79	71	65	49	33	24
Youngstown Arcs	0,656	0,324	0,332	160	169	133	105	83	66	32	0	0
divers et non déf.	1,847	0,481	1,366	180	180	180	180	180	180	179	112	77
total du réseau	17,993	9,429	8,564	1978	1857	1659	1492	1351	1232	953	593	382
Cremona Pipeline System												
Caroline Rundle A	2,440	1,861	0,579	258	220	187	159	135	115	71	31	0
Crossfield, total	4,010	3,310	0,700	210	202	182	164	147	133	97	57	17
Crossfield East, total	1,020	0,833	0,187	87	84	71	60	51	43	25	0	0
Garrington Card A&B 27%	0,872	0,745	0,127	45	44	39	35	31	28	20	0	0
Garrington Viking A 27%	0,243	0,133	0,110	38	33	29	25	23	21	16	11	0
Garrington Wabamun A	1,300	1,096	0,204	78	68	59	51	44	38	25	12	6
Garrington, autres 27%	0,483	0,284	0,199	73	70	61	53	46	40	27	15	0
Harmattan East Rundle	11,790	10,495	1,295	511	441	381	328	283	245	157	75	36
Harmattan East Viking E	0,844	0,486	0,358	223	178	142	114	91	72	37	0	0
Harmattan Elkton Run. C	11,500	9,331	2,169	723	639	564	498	439	388	267	143	76
Lochend Cardium A	0,750	0,344	0,406	138	119	104	93	83	76	59	43	0
divers et non déf.	0,441	0,183	0,258	71	65	59	54	49	45	34	21	13
total du réseau	35,693	29,101	6,592	2460	2167	1884	1639	1429	1248	840	413	150
Federated Pipe Lines Ltd.												
Carson Creek N BHL A&B	23,955	21,184	2,771	1704	1300	999	772	601	471	234	80	0
Judy Creek Viking A	0,860	0,681	0,179	91	77	65	54	46	39	23	0	0
Judy Creek BHL A	56,000	44,854	11,146	2175	2099	1836	1622	1450	1307	1001	708	539
Judy Creek BHL B	17,000	15,067	1,933	673	590	519	458	406	360	256	152	0
Meekwap D-2A	4,750	3,052	1,698	1000	1024	791	574	417	303	116	23	0
Swan Hills BHL C	26,000	18,358	7,642	1359	1248	1151	1064	987	917	749	555	428
Swan Hills BHL A&B	114,100	85,301	28,799	5225	4728	4299	3926	3599	3312	2629	1883	1414
Swan Hills South BHL A&B	70,830	52,743	18,087	2854	2674	2509	2357	2217	2089	1758	1348	1057
Virginia Hills Belloy A	4,328	1,637	2,691	1100	1099	980	803	657	538	295	108	39
Virginia Hills BHL	23,800	19,930	3,870	1700	1783	1516	1217	976	783	405	134	0
divers et non déf.	1,432	0,782	0,650	180	170	165	149	135	122	90	55	33
total du réseau	343,055	263,589	79,466	18061	16798	14834	13002	11496	10246	7561	5050	3514

Tableau A7-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de pétrole brut classique par gisement, oléoduc et région

pétrole brut léger

	réserves établies initiales au 31/12/86	production cumulative au 31/12/86	réserves établies restantes au 31/12/86	capacité de production à partir des réserves restantes au 31/12/86								
	(millions de mètres cubes)			1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
				(mètres cubes par jour)								
Gibson Petroleum Company Ltd.												
Bellshill Blairmore	13,278	8,548	4,730	1992	1707	1463	1253	1074	920	579	267	0
Killam Glauconitic S	0,760	0,134	0,626	240	221	195	168	144	124	79	37	0
Provost Blairmore B	0,820	0,685	0,135	68	57	48	40	34	28	16	0	0
divers et non déf.	0,631	0,196	0,435	199	170	145	125	107	91	57	0	0
total du réseau	15,489	9,563	5,926	2485	2157	1852	1587	1360	1165	733	305	0
Gulf Alberta Pipeline												
Bashaw, total	1,141	0,613	0,528	170	163	144	127	112	99	68	36	19
Chain, total	0,462	0,091	0,371	130	128	114	98	85	73	46	22	8
Chigwell Viking E	0,400	0,126	0,274	121	101	86	73	63	54	36	15	0
Chigwell, autres	1,200	0,853	0,347	140	120	104	91	81	72	54	0	0
Clive D-2A	3,250	2,256	0,994	350	335	297	256	224	195	128	63	13
Clive D-3A	7,030	5,078	1,952	551	498	450	406	367	331	244	147	88
Drumheller D-2A	1,820	1,392	0,428	160	142	124	108	93	81	53	26	13
Drumheller D-2B	2,550	1,768	0,782	414	336	272	220	179	145	77	27	2
Erskine D-3	3,920	3,534	0,386	150	149	135	116	100	86	55	0	0
Ewing Lake, total	0,969	0,778	0,191	88	76	64	55	46	39	24	0	0
Fenn-Big Valley D-2A	53,500	45,999	7,501	3073	2409	1944	1605	1350	1152	768	455	303
Fenn-Big Valley D-3F	2,232	1,975	0,257	96	76	62	52	45	39	27	17	12
Fenn West D-2A	1,680	1,255	0,425	180	179	151	124	103	85	48	18	0
Fenn West D-3E	0,592	0,263	0,329	180	163	127	99	77	60	28	8	0
Hussar Glauconite A	3,800	2,939	0,861	265	237	212	190	170	152	109	63	36
Hussar, autres	0,962	0,746	0,216	94	83	74	66	58	52	36	0	0
Joffre D-2	8,600	6,848	1,752	380	380	358	320	287	259	196	133	96
Joffre D-3B	0,700	0,058	0,642	150	150	143	129	117	106	78	47	28
Michichi, autres	0,359	0,081	0,278	129	109	92	78	66	56	34	13	0
Mikwan, total	0,522	0,243	0,279	105	88	75	64	55	48	33	19	12
Nevis, total	0,800	0,519	0,281	125	102	85	71	61	53	36	21	0
Parflesh U.Mann G	0,640	0,417	0,223	75	66	58	52	46	40	28	15	8
Stettler D-2A	4,200	3,957	0,243	87	78	70	63	56	50	36	21	0
Stettler D-3A	3,690	3,202	0,488	160	143	128	114	102	91	65	37	21
Watts Banff H	0,672	0,038	0,634	265	265	221	182	151	125	70	27	10
Watts, autres	0,430	0,059	0,371	122	142	121	103	87	74	45	19	8
Wayne-Rosedale Bsl Qtz B	0,908	0,520	0,388	136	115	99	86	75	67	48	30	21
Wayne-Rosedale, autres	0,559	0,236	0,323	78	72	67	62	58	54	44	33	26
West Drumheller D-2A	4,800	4,395	0,405	128	117	106	96	88	80	60	37	0
Wood River D-2C	0,450	0,325	0,125	75	59	47	37	29	23	11	0	0
Wood River, autres	0,708	0,286	0,422	103	92	82	74	67	61	47	32	24
divers et non déf.	25,170	19,524	5,646	1400	1412	1262	1127	1012	914	682	468	337
total du réseau	138,716	110,374	28,342	9690	8601	7390	6363	5525	4831	3340	1862	1094

Tableau A7-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de pétrole brut classique par gisement, oléoduc et région

pétrole brut léger

	réserves établies initiales au 31/12/86	production cumulative au 31/12/86	réserves établies restantes au 31/12/86	capacité de production à partir des réserves restantes au 31/12/86								
	(millions de mètres cubes)			1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
				(mètres cubes par jour)								
Imperial Pipe Line Company, Limited - Ellerslie												
Acheson D-3A	21,150	17,476	3,674	2200	2398	1721	1212	854	602	210	36	0
Acheson, autres	1,154	0,872	0,282	125	119	101	85	71	60	36	0	0
Acheson East Blairmore B	0,750	0,481	0,269	137	109	89	73	61	52	33	0	0
Golden Spike D-3A	28,300	27,800	0,500	369	285	219	168	130	100	0	0	0
Morinville D-3B	1,860	1,555	0,305	111	90	74	62	53	46	31	18	12
divers et non dél.	8,165	6,416	1,749	376	350	325	303	282	262	211	147	102
total du réseau	61,379	54,600	6,779	3318	3352	2532	1907	1454	1124	523	203	115
Imperial Pipe Line Company, Limited - Excelsior												
Excelsior D-2	4,400	4,193	0,207	129	101	80	63	49	39	19	0	0
Fairydell-Bon Accord D3A	2,070	1,798	0,272	67	60	54	49	44	40	31	21	15
divers et non dél.	1,037	0,802	0,235	75	67	60	54	49	45	34	23	0
total du réseau	7,507	6,793	0,714	272	230	195	167	143	124	84	44	15
Imperial Pipe Line Company, Limited - Leduc												
Leduc Woodbend D-2A	14,150	14,064	0,086	76	60	48	38	11	0	0	0	0
Leduc Woodbend D-3A	39,800	38,745	1,055	597	504	425	359	303	256	44	0	0
divers et non dél.	7,000	6,561	0,439	99	90	82	75	69	63	51	37	28
total du réseau	60,950	59,370	1,580	773	655	556	473	383	319	95	37	28
Imperial Pipeline Company, Limited - Redwater												
Redwater D-3	130,000	123,293	6,707	2275	1953	1680	1473	1291	1139	805	489	320
Redwater Unit Viking A	0,257	0,164	0,093	50	42	35	30	25	22	12	0	0
divers et non dél.	0,564	0,313	0,251	94	84	76	68	61	54	39	0	0
total du réseau	130,821	123,770	7,051	2421	2081	1802	1571	1378	1216	857	489	320
Murphy Milk River Pipeline												
Coutts, total	0,600	0,495	0,105	53	44	37	31	25	21	12	0	0
Manyberries Sunb Q+CO	0,832	0,283	0,549	210	195	167	144	124	107	68	32	2
Manyberries, autres	1,750	0,786	0,964	320	320	312	273	234	201	127	59	0
Turin Upper Mannville H	0,600	0,188	0,412	120	119	110	98	87	77	53	29	16
Turin, total	0,909	0,256	0,653	160	151	135	121	110	100	78	54	41
divers et non dél.	1,277	1,109	0,168	79	69	61	53	47	41	28	0	0
total du réseau	5,968	3,117	2,851	943	900	825	722	629	549	368	176	60
Norcen Energy Resources Ltd.												
Joarcam, total	18,006	15,620	2,386	850	825	773	665	573	493	314	148	0
total du réseau	18,006	15,620	2,386	850	825	773	665	573	493	314	148	0

Tableau A7-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de pétrole brut classique par gisement, oléoduc et région

pétrole brut léger

	réserves établies initiales au 31/12/86	production cumulative au 31/12/86	réserves établies restantes au 31/12/86	capacité de production à partir des réserves restantes au 31/12/86								
	(millions de mètres cubes)			1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
				(mètres cubes par jour)								
Peace Pipe Line Ltd.												
Ante Creek BHL	2,550	1,846	0,704	201	180	162	146	131	118	86	50	29
Bonanza Boundary A	1,000	0,302	0,698	90	100	100	98	90	82	65	47	37
Cherhill Lgt, total	2,485	1,516	0,969	275	289	256	226	200	176	121	64	34
Edson, total	1,100	0,986	0,114	97	77	65	55	16	0	0	0	0
Gift Slave Pt A+C+E	1,400	0,269	1,131	220	210	210	206	185	166	122	78	53
Gift, autres	0,740	0,112	0,628	106	93	82	73	66	60	47	35	27
Grand Prairie Halfway A	0,480	0,126	0,354	99	99	88	74	63	54	37	23	16
Fox Creek BHL A	0,650	0,221	0,429	180	183	152	124	102	83	45	16	6
Goose River BHL A	8,060	5,771	2,289	600	633	698	632	544	468	298	141	66
Kaybob BHL A	17,300	15,456	1,844	915	766	641	536	449	375	220	0	0
Kaybob South Triassic A	17,600	11,575	6,025	1710	1543	1392	1255	1132	1022	750	448	267
Kakwa A Cardium A	1,499	0,374	1,125	500	504	426	343	275	221	114	38	0
Loon, total	1,274	0,402	0,872	301	267	236	209	186	164	114	62	34
Nipisi Gilwood A 40%	22,200	15,464	6,736	1980	2200	2200	2042	1707	1426	831	337	137
Nipisi Keg Rvr Sd A 40%	0,250	0,177	0,073	28	24	21	19	16	14	9	5	0
Nipisi Keg Rvr Sd E 40%	0,227	0,125	0,102	48	43	35	29	24	20	11	4	0
Nipisi, autres 40%	0,380	0,253	0,127	44	44	43	38	33	28	18	1	0
Pine Creek, total	0,770	0,582	0,188	86	72	62	55	49	44	33	0	0
Pouce Coupe S. Bdry B	1,200	0,231	0,969	130	140	140	140	136	122	92	65	49
Progress Halfway B	0,631	0,095	0,536	180	180	169	146	125	108	69	32	15
Progress, autres	0,447	0,076	0,371	140	126	111	96	83	73	49	27	0
Red Earth Slave Pt A	0,828	0,533	0,295	130	124	108	90	75	63	36	1	0
Red Earth Granite Wash A	4,000	2,781	1,219	280	280	263	232	205	184	135	89	62
Red Earth, autres	3,900	2,141	1,759	384	339	303	274	249	228	181	132	103
Rycroft Charlie Lake A	0,968	0,128	0,840	270	270	267	236	201	171	106	47	21
Rycroft Halfway C&D	0,700	0,008	0,692	190	188	168	145	127	111	76	43	26
Shadow, total	0,595	0,031	0,564	101	133	131	121	110	99	73	44	27
Simonette D-3	6,100	5,654	0,446	202	171	145	122	103	87	53	23	0
Simonette D-3C	0,500	0,007	0,493	100	99	91	79	70	62	45	30	21
Snipe Lake BHL	10,000	8,135	1,865	600	571	505	445	393	347	238	127	68
Spirit River Halfway F	2,297	0,273	2,024	430	575	522	463	411	364	254	139	76
Sturgeon Lake D-3	3,690	3,271	0,419	130	127	114	100	88	78	53	28	15
Sturgeon Lake South D-3	25,500	19,876	5,624	2357	2011	1715	1463	1248	1064	660	298	134
Sturgeon Lake South D-3C	0,450	0,121	0,329	110	110	109	98	83	70	43	18	8
Tangent, total	1,700	0,413	1,287	266	226	196	173	153	136	104	72	54
Utikuma Lk KR Sand A 31%	2,476	1,560	0,916	404	385	334	274	224	183	100	37	0
Utik. Lk KR Sd NKRAA 31%	0,549	0,257	0,292	118	119	100	84	70	58	34	13	0
Utikuma Lk Fld, autres 31%	0,897	0,286	0,611	137	131	121	107	96	86	64	42	30
Valhalla Doe Creek I	5,900	0,657	5,243	562	625	625	605	552	505	400	291	225
Valhalla Halfway C	0,460	0,069	0,391	165	153	128	107	89	74	43	17	7
Valhalla, autres	0,912	0,197	0,715	207	184	164	147	133	120	90	58	39
Wapiti Cardium A&B	0,773	0,063	0,710	115	114	105	96	88	81	65	49	39
Wembley Doig E	0,180	0,074	0,106	85	61	44	31	23	16	6	0	0
Wembley Halfway B	4,200	0,842	3,358	799	709	632	566	510	461	349	232	164
Windfall D-3A	2,600	2,179	0,421	150	147	125	105	88	75	49	28	17
divers et non dét.	11,810	5,691	6,119	1405	1240	1104	991	895	813	627	438	326

Tableau A7-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de pétrole brut classique par gisement, oléoduc et région

pétrole brut léger

	réserves établies initiales au 31/12/86	production cumulative au 31/12/86	réserves établies restantes au 31/12/86	capacité de production à partir des réserves restantes au 31/12/86								
	(millions de mètres cubes)			1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
				(mètres cubes par jour)								
total du réseau	174,228	111,206	63,022	17617	16885	15432	13719	11915	10384	7037	3792	2250
Pembina Pipeline Company Ltd												
Bigoray Cardium B	1,066	20,250	12,325	270	241	209	179	154	133	85	40	18
Bigoray Nisku B	0,900	0,585	0,338	125	124	113	101	91	81	58	33	19
Bigoray Nisku C	0,552	1,216	0,528	85	140	140	140	130	112	71	33	15
Bigoray Nisku E	0,900	5,435	1,951	93	81	72	65	59	54	43	32	26
Bigoray Nisku F	1,790	0,913	0,877	500	509	382	283	209	155	63	14	0
Bigoray Nisku G	0,460	0,225	0,235	140	121	95	74	57	45	21	0	0
Bigoray Nisku H	0,924	0,296	0,628	220	269	238	195	159	130	71	26	3
Bigoray Nisku K	0,383	0,179	0,204	115	108	89	69	54	42	20	0	0
Brazeau River Nisku A	3,980	2,408	1,572	1200	1113	777	496	316	201	52	0	0
Brazeau River Nisku B	1,840	0,666	1,174	500	523	443	359	291	236	125	44	15
Brazeau River Nisku D	1,760	0,785	0,975	380	360	355	302	248	203	111	40	8
Brazeau River Nisku E	1,500	0,889	0,611	450	432	313	199	127	81	21	0	0
Brazeau River, autres	1,999	0,555	1,444	320	360	360	350	313	278	194	106	58
Carrot Creek Cardium F	1,580	0,276	1,304	360	339	315	282	253	226	163	94	54
Carrot Creek, autres	1,438	0,547	0,891	330	280	240	207	181	158	111	67	31
Crystal Viking A	5,679	1,166	4,513	800	800	800	795	725	643	485	299	208
Cyn-Pem Cardium A&B	2,334	1,984	0,350	120	112	96	81	69	59	39	22	14
Cyn-Pem Cardium D	2,170	0,312	1,858	320	550	550	523	452	389	248	117	55
Cyn-Pem, autres	1,349	0,391	0,958	250	260	244	215	190	168	119	70	43
Highvale Lower Mann A	0,625	0,251	0,374	84	75	68	62	57	53	43	32	26
Highvale, autres	1,451	0,376	1,075	230	218	194	175	158	143	109	75	54
Minnehik Buck Lk, total	0,950	0,297	0,653	180	182	147	134	122	112	88	63	47
Niton Rock Creek F	1,800	1,001	0,799	138	127	117	108	100	93	76	56	43
Peco, total	0,946	0,348	0,598	144	131	119	108	99	91	71	48	34
Pembina Keystone BR B	8,000	6,049	1,951	430	393	361	331	304	280	220	151	106
Pembina Keystone BR C	2,782	2,082	0,700	260	247	218	186	161	139	88	41	9
Pembina Keystone BR I	1,633	0,986	0,647	96	89	83	78	74	70	60	48	40
Pembina Keystone BR M	1,630	1,054	0,576	180	161	145	130	117	105	76	44	25
Pembina Keystone BR U	2,022	1,090	0,932	173	160	148	138	129	120	99	75	59
Pembina Keystone BR X&CC	1,793	0,465	1,328	115	122	130	130	130	130	119	92	74
Pembina BR FFF & GGG	0,675	0,185	0,490	115	129	120	108	97	88	64	38	22
Pembina Belly River DDD	0,950	0,130	0,820	200	219	203	182	163	146	105	60	35
Pembina Belly Rvr, autres	2,581	1,156	1,425	175	165	157	149	142	136	119	98	82
Pembina Cardium	232,000	162,602	69,398	7072	6733	6416	6121	5845	5586	4900	4000	3319
Pembina Ostracod E	1,548	0,295	1,253	350	350	314	280	249	222	157	88	49
Pembina Nisku A	1,960	0,841	1,119	550	568	463	361	281	219	103	29	0
Pembina Nisku C	0,750	0,462	0,288	200	186	131	92	65	46	18	0	0
Pembina Nisku D	2,970	1,519	1,451	900	840	664	477	343	246	91	17	0
Pembina Nisku G	2,100	0,959	1,141	600	620	543	402	298	220	89	20	0
Pembina Nisku K	2,218	0,766	1,452	550	610	610	542	418	322	147	40	9
Pembina Nisku L	4,100	1,265	2,835	1100	1210	1208	1037	799	616	282	77	21
Pembina Nisku M	2,140	0,766	1,374	600	630	609	485	374	288	132	36	0
Pembina Nisku N	0,720	0,104	0,616	200	210	210	209	187	150	77	25	0
Pembina Nisku O	1,240	0,350	0,890	350	350	350	328	258	201	95	27	7

Tableau A7-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de pétrole brut classique par gisement, oléoduc et région

pétrole brut léger

	réserves établies initiales au 31/12/86	production cumulative au 31/12/86	réserves établies restantes au 31/12/86	capacité de production à partir des réserves restantes au 31/12/86								
	(millions de mètres cubes)			1987	1989	1988	1990	1991	1992	1995	2000	2005
				(mètres cubes par jour)								
Pembina Nisku P	3,315	0,954	2,361	950	980	979	847	660	514	242	69	19
Pembina Nisku Q	2,350	0,351	1,999	695	695	695	686	579	464	240	79	26
Westpem Nisku A	1,990	0,900	1,090	550	576	469	358	273	208	92	24	0
Westpem Nisku C	3,200	1,257	1,943	900	900	824	644	501	390	184	52	15
Westpem Nisku D	1,540	0,755	0,785	440	429	341	257	194	147	63	15	0
Pembina Pl Nisku, divers	3,669	1,452	2,217	510	510	510	509	470	417	291	159	87
Will-Green Card A 75%	20,250	12,325	7,925	861	802	751	706	665	629	540	435	383
Will-Green Viking A 75%	0,585	0,338	0,247	124	105	89	75	64	54	33	0	0
Will-Green, autres 75%	1,216	0,528	0,688	133	123	114	106	99	93	78	61	50
Pembina Pipeline, d. et n. d.	5,435	1,951	3,484	714	649	593	543	500	462	369	267	202
total du réseau	355,738	218,982	136,756	27447	27215	24946	22031	19079	16618	11665	7503	5412
Rainbow Pipe Line Company, Limited												
Amber Field, total	0,859	0,426	0,433	137	123	110	98	88	79	57	33	19
Amigo, total	0,586	0,260	0,326	115	107	94	82	71	62	41	21	10
Evi Granite Wash N	0,868	0,091	0,777	300	280	269	227	190	159	92	37	15
Evi Granite Wash P	0,912	0,052	0,860	310	309	266	226	193	164	101	45	20
Evi, autres	2,117	0,670	1,447	300	310	297	268	242	219	167	112	79
Golden Slave Pt A	2,500	1,896	0,604	240	198	165	139	118	101	66	36	21
Kidney, total	1,073	0,041	1,032	321	287	256	228	204	182	129	73	41
Mitsue Gilwood A	63,900	41,633	22,267	4225	4800	4800	4636	4200	3801	2815	1707	1035
Nipisi Gilwood A 60%	33,300	23,195	10,105	2970	3300	3300	3064	2561	2139	1248	508	206
Nipisi Keg Rvr Sd A 60%	0,375	0,266	0,109	42	37	32	28	25	22	15	8	0
Nipisi Keg Rvr Sd E 60%	0,341	0,188	0,153	72	65	53	44	36	29	16	6	0
Nipisi, autres 60%	0,570	0,380	0,190	66	66	64	57	49	42	26	4	0
Otter Granite Wash A	0,550	0,145	0,405	135	128	113	99	87	76	51	27	14
Otter, autres	1,026	0,148	0,878	250	249	230	204	181	160	112	61	33
Panny Keg River D	0,500	0,138	0,362	110	106	93	80	70	61	41	23	13
Panny, autres	1,050	0,165	0,885	310	302	263	226	195	168	107	50	23
Rainbow Muskeg C	0,994	0,313	0,681	115	160	160	159	144	125	84	47	29
Rainbow Muskeg O	0,487	0,149	0,338	118	99	84	72	62	55	38	24	16
Rainbow Keg River A	10,800	8,798	2,002	702	689	629	535	455	387	238	106	47
Rainbow Keg River B	30,470	18,727	11,743	1165	1052	958	877	809	749	611	462	368
Rainbow Keg River E	2,800	1,758	1,042	365	365	364	326	267	218	120	44	16
Rainbow Keg River F	19,100	14,953	4,147	1200	962	845	746	662	589	425	263	172
Rainbow Keg River I	3,410	2,498	0,912	155	132	115	102	91	83	64	47	37
Rainbow Keg River K	0,623	0,431	0,192	110	99	77	60	47	36	17	0	0
Rainbow Keg River N	1,150	0,667	0,483	210	192	160	134	112	93	54	22	0
Rainbow Keg River Z	1,101	0,656	0,445	260	250	185	137	101	75	30	0	0
Rainbow Keg River AA	7,300	6,500	0,800	350	331	264	211	171	141	83	40	22
Rainbow Keg River FF	1,800	1,035	0,765	470	425	316	234	173	128	52	11	0
Rainbow Keg River GG	0,893	0,410	0,483	210	163	142	118	99	83	53	27	16
Rainbow Keg River MM	0,500	0,189	0,311	80	76	63	54	47	41	30	21	16
Rainbow Keg River C2C	1,350	0,600	0,750	165	220	220	200	166	138	85	43	24
Rainbow, autres	12,203	7,967	4,236	1200	1300	1293	1162	1000	861	549	259	122
I.S nº 1, autres	9,919	7,822	2,097	484	423	372	330	295	265	198	132	94
I.S. nº 11, autres	3,258	2,792	0,466	212	179	152	129	109	93	56	24	0

Tableau A7-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de pétrole brut classique par gisement, oléoduc et région

pétrole brut léger

	réserves établies initiales au 31/12/86	production cumulative au 31/12/86	réserves établies restantes au 31/12/86	capacité de production à partir des réserves restantes au 31/12/86								
	(millions de mètres cubes)			1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
				(mètres cubes par jour)								
Rainbow South-KR B	4,200	3,324	0,876	315	315	313	272	222	182	100	36	13
Rainbow South-KR E	2,570	2,189	0,381	128	109	93	80	70	61	42	24	15
Rainbow S., autres	5,979	3,931	2,048	750	770	760	649	531	435	238	87	0
Sawn Lake Slave Pt J	0,700	0,113	0,587	112	100	90	81	75	69	56	42	34
Seal Slave Pt A	0,560	0,284	0,276	140	130	108	86	70	56	30	8	0
Senex, total	0,714	0,045	0,669	145	170	170	161	139	121	81	44	25
Shekilie, total	3,600	1,992	1,608	442	378	328	287	254	227	168	112	81
Slave - Slave Pt. H	1,200	0,317	0,883	350	338	301	251	210	175	102	41	16
Slave - Slave Pt. L&S	0,950	0,337	0,613	240	234	202	170	144	121	73	31	13
Trout Keg River A	0,588	0,049	0,539	135	124	108	94	83	74	54	35	24
Utikuma Lk KR Sand A 69%	5,512	3,473	2,039	897	857	744	609	499	408	224	82	0
Utik. Lk KR Sd NKRAA 69%	1,223	0,572	0,651	262	266	225	188	157	131	76	31	0
Utikuma Lk, autres 69%	1,996	0,636	1,360	304	292	270	239	214	192	144	96	68
Virgo, total	7,692	5,010	1,682	750	697	612	503	413	340	188	70	0
Zama, total	14,417	11,446	2,971	897	723	674	583	526	471	349	231	165
divers et non dél.	3,277	1,651	1,626	270	269	246	219	197	178	137	97	74
total du réseau	273,863	182,328	91,535	23656	23624	22068	19801	17145	14888	9955	5410	3055
Rangeland Pipe Line Company												
Caroline Cardium E	2,213	1,080	1,133	420	366	319	278	243	212	140	70	35
Caroline Viking A	1,241	0,856	0,385	99	91	83	77	71	66	54	39	27
Ferrier Cardium D	3,142	1,693	1,449	280	297	274	250	228	209	163	113	82
Ferrier Cardium E	4,850	2,436	2,414	450	460	449	401	357	321	240	162	118
Ferrier Cardium G&L	3,570	1,051	2,519	575	549	511	456	409	369	278	186	132
Ferrier, autres	1,084	0,694	0,370	109	96	89	80	73	67	51	34	4
Garrington Card A&B 73%	2,358	2,014	0,344	123	119	107	96	86	76	54	0	0
Garrington Viking A 73%	0,657	0,359	0,298	104	89	78	69	62	56	43	31	0
Garrington, autres 73%	1,307	0,767	0,540	197	191	166	144	125	109	74	41	0
Gilby Basal Mann. B	1,300	0,954	0,346	61	56	51	47	44	41	33	25	20
Gilby Jurassic B	3,670	2,543	1,127	185	182	144	129	118	108	86	64	51
Gilby, autres	4,850	3,718	0,932	245	245	234	212	191	173	128	78	47
Innisfail D-3	12,800	11,375	1,425	925	837	612	444	322	234	89	0	0
Med River Viking D&M	0,885	0,322	0,563	207	178	151	131	115	101	71	44	4
Med River Glauconitic A	2,436	1,614	0,822	275	275	265	229	197	170	108	51	0
Med River Jurassic A	1,800	1,659	0,141	95	74	57	44	34	27	12	0	0
Med River Jurassic C&K	2,400	1,528	0,872	280	309	284	242	208	176	108	48	21
Med River Jurassic D	2,130	1,646	0,484	148	131	117	105	94	84	61	35	20
Med River Pekisko I	1,330	0,857	0,473	148	131	117	105	94	84	60	34	19
Med River Pekisko N	0,600	0,225	0,375	75	74	70	63	58	53	40	27	19
Med River, autres	4,055	2,221	1,834	340	400	387	351	319	290	220	144	97
Ricinus Cardium A	2,880	1,335	1,545	306	273	245	221	201	183	143	100	74
Ricinus, autres	3,297	1,608	1,689	400	393	353	312	278	249	184	119	82
Sundre Rundle A	5,970	4,890	1,080	400	379	326	281	242	208	132	82	29
Sylvan Lake Elk-Shun D	0,900	0,511	0,389	145	135	116	100	86	74	47	22	10
Sylvan Lake Pekisko B	2,300	1,585	0,715	260	249	215	185	159	137	87	41	19
Sylvan Lake, autres	3,192	1,842	1,350	450	494	439	378	325	280	178	84	0
Wil-Green Card A 25%	6,750	4,108	2,642	287	267	250	235	222	209	180	145	121

Tableau A7-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de pétrole brut classique par gisement, oléoduc et région

pétrole brut léger

	réserves établies initiales au 31/12/86	production cumulative au 31/12/86	réserves établies restantes au 31/12/86	capacité de production à partir de réserves restantes au 31/12/86								
	(millions de mètres cubes)			1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
				(mètres cubes par jour)								
Will-Green Viking A 25%	0,195	0,113	0,082	41	34	29	24	21	17	10	0	0
Will-Green, autres 25%	0,405	0,176	0,229	44	40	37	35	32	30	25	20	16
Wimborne D-3A	3,400	2,640	0,760	520	475	335	236	166	117	41	0	0
divers et non dél.	3,241	1,880	1,361	446	403	364	329	297	268	197	118	0
total du réseau	90,988	60,300	30,688	8635	8287	7292	6307	5490	4812	3356	1951	1059
Texaco Canada Inc.												
Bonnie Glen D-3A	86,000	77,282	8,718	3813	2915	2301	1863	1538	1292	826	464	297
Ferrybank, total	0,376	0,048	0,328	102	89	78	69	62	56	41	27	19
Glen Park D-3A	3,424	3,101	0,323	82	64	53	45	39	34	25	18	13
Westercee D-3	23,000	19,073	3,927	3000	2857	1999	1274	812	518	134	0	0
Wizard Lake D-3A	58,000	49,655	8,345	2377	1965	1599	1308	1100	945	653	419	302
divers et non dél.	1,880	1,652	0,228	110	102	86	71	60	50	29	0	0
total du réseau	172,680	150,811	21,869	9484	7996	6118	4633	3614	2897	1712	930	634
Trans-Prairie Pipelines Ltd.-Boundary Lake South												
Boundary L.South Tria.C	0,666	0,366	0,300	53	50	47	45	42	40	34	26	19
Boundary L.South Tria.E	3,937	2,525	1,412	345	317	291	268	248	226	176	115	76
Boundary L.South Tria.H	0,805	0,231	0,574	90	88	83	79	75	71	60	46	35
divers et non dél.	0,138	0,043	0,095	22	20	19	18	17	16	13	10	7
total du réseau	5,546	3,165	2,381	511	477	443	411	382	355	285	198	139
Twining Pipeline Division												
Twining-Rundle A & LM A	7,500	4,084	3,416	585	540	502	468	438	412	349	276	228
divers et non dél.	0,861	0,348	0,513	125	122	109	97	87	78	58	37	25
total du réseau	8,361	4,432	3,929	710	662	611	566	526	491	407	314	253
Valley Pipeline												
Turner Valley, total	25,484	21,941	3,543	422	408	394	381	369	356	322	271	229
total du réseau	25,484	21,941	3,543	422	408	394	381	369	356	322	271	229
camions et wagons-citernes												
camions et wagons-citernes	0,093	0,076	0,017	11	9	8	7	6	4	0	0	0
total	0,093	0,076	0,017	11	9	8	7	6	4	0	0	0
non déliv et confidentiel												
non dél. et conf.	3,100	1,100	2,000	800	781	682	587	505	435	277	0	0
total	3,100	1,100	2,000	800	781	682	587	505	435	277	0	0
total pour l'Alberta	1945,658	1439,667	505,991	132551	125977	112305	98048	84762	73797	50692	29698	18714

Tableau A7-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de pétrole brut classique par gisement, oléoduc et région

pétrole brut léger

	réserves établies initiales au 31/12/86	production cumulative au 31/12/86	réserves établies restantes au 31/12/86	capacité de production à partir de réserves restantes au 31/12/86								
	(millions de mètres cubes)			1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
				(mètres cubes par jour)								
Saskatchewan												
Bow River Pipeline Ltd - léger												
Avon Hill Viking, total	0,700	0,458	0,242	102	88	78	70	63	57	45	0	0
Dodsland Eagle L, vol.	3,003	1,996	1,007	219	200	184	171	159	149	124	98	81
Dodsland Glenseth, un.	2,550	1,865	0,685	181	165	151	139	128	118	94	67	50
Dodsland Viking Sand, non	3,429	2,208	1,221	549	481	428	386	351	322	251	0	0
E Dodsland Viking, un. vol.	2,000	0,800	1,200	103	131	158	186	200	196	152	107	81
N Dodsland Viking, un. vol.	0,900	0,173	0,727	55	75	95	115	125	121	92	62	45
Eureka Viking South, un.	1,380	1,120	0,260	75	70	64	60	55	51	40	27	0
Kerrobert Viking	2,300	0,595	1,705	655	551	473	413	365	327	246	170	0
divers	2,514	1,858	0,656	280	267	254	219	188	162	103	0	0
total du réseau	18,776	11,073	7,703	2222	2051	1890	1760	1637	1506	1151	534	258
Producers Pipeline Company - Southeast Saskatchewan - léger												
Alameda-Midale East, un.	1,841	1,495	0,346	66	62	58	55	52	49	41	31	23
Alida East-, un.	2,450	1,832	0,618	220	207	180	158	138	118	77	38	19
Alida West - Alida, non	2,150	1,791	0,359	100	91	83	76	69	63	48	30	19
Arcola Frobisher-Alida	1,550	0,970	0,580	152	139	127	116	106	97	74	47	29
Blenfait Midale	0,539	0,183	0,356	90	83	75	69	63	57	44	28	17
Browning-Frob Alida, non	1,100	0,848	0,252	68	62	57	52	48	43	33	21	13
Carnduff -Midale E, un.	3,000	2,687	0,313	86	80	74	69	64	59	47	32	0
Elmore - Frob, un. vol.	2,075	1,719	0,356	90	83	76	70	64	58	45	29	18
Flat Lk Ratcliffe, un. vol.	2,100	1,557	0,543	151	136	123	112	101	91	67	41	24
Freda Lake Ratcliffe	0,984	0,523	0,441	142	127	114	102	92	83	60	35	15
Hastings - Frob, non-un.	2,020	1,700	0,320	115	102	91	81	72	64	45	25	0
Hastings Frobisher, autres	3,162	2,691	0,471	135	123	113	103	94	86	65	41	26
Ingoldsby-Frob, un. vol.	2,500	2,205	0,295	71	64	58	53	49	44	35	24	18
Kenosee-Tilston, un. vol.	2,330	1,886	0,444	128	115	104	94	85	76	58	33	20
Moose Mountain Tilston	0,788	0,511	0,277	103	90	79	69	60	53	35	18	2
Nottingham, total	2,760	2,264	0,496	108	117	107	98	90	83	64	42	27
Oungre Ratcliffe	1,910	1,001	0,909	125	119	113	108	103	99	86	68	54
Parkman-Til Souris, non-vol.	4,300	3,199	1,101	395	349	309	273	241	214	148	80	0
Queensdale East-Frob, non	6,500	4,354	2,146	526	483	442	406	372	341	263	170	110
Rosebank-Frob, un. vol. 1	3,947	3,521	0,426	86	81	75	70	66	61	50	35	25
Sherwood-Frobisher, non	1,950	1,672	0,278	80	82	73	65	57	51	35	19	10
Star Valley-Frob All, non	2,100	1,284	0,816	201	184	169	155	142	130	100	65	42
Steelman Frobisher, total	2,373	2,028	0,345	109	98	89	80	73	66	48	29	0
Steelman Midale, un. 1A	9,000	8,289	0,711	215	195	176	160	145	131	98	60	36
Steelman Midale, un. 2	8,800	7,741	1,059	248	226	210	194	178	164	128	85	56
Steelman Midale, un. 3	4,650	4,009	0,641	141	139	133	123	113	105	82	55	37
Steelman Midale, un. 4	5,650	4,826	0,824	215	200	183	168	155	142	110	72	47
Steelman Midale, un. 6	9,500	8,783	0,717	206	194	180	163	148	134	100	62	23
Steelman Midale, non-un.	0,688	0,577	0,111	69	58	49	42	35	30	0	0	0
Steelman Midale, autres	3,850	3,258	0,592	183	165	149	134	121	109	80	47	28
Viewfield-Frob Alida, non	0,850	0,545	0,305	87	79	71	65	58	53	39	24	14

Tableau A7-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de pétrole brut classique par gisement, oléoduc et région

pétrole brut léger

	réserves établies initiales au 31/12/86	production cumulative au 31/12/86	réserves établies restantes au 31/12/86	capacité de production à partir des réserves restantes au 31/12/86								
	(millions de mètres cubes)			1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
				(mètres cubes par jour)								
White Bear Tiston	1,500	0,964	0,536	150	155	139	123	109	96	67	37	20
Willmar-Frob All, non-un.	3,768	2,851	0,917	202	187	173	161	149	138	110	75	51
Willmar-Frob All, un.	2,175	1,754	0,421	98	90	84	78	72	67	53	36	24
Workman-Frob, non-un.	1,750	1,102	0,648	135	126	118	110	103	96	78	56	40
Workman-Frob, un. vol. 1	1,920	1,657	0,263	68	65	59	54	49	45	34	22	14
divers	26,736	18,436	8,300	2700	2646	2354	2067	1815	1594	1079	563	294
total du réseau	135,246	106,713	28,533	8078	7623	6887	6190	5566	5007	3641	2189	1210
total pour la Sask.	**154,022**	**117,786**	**36,236**	**10301**	**9674**	**8777**	**7950**	**7203**	**6514**	**4792**	**2723**	**1488**
Manitoba												
Trans-Prairie Pipelines Ltd.												
Daly, total	5,600	3,991	1,609	430	420	387	355	325	298	229	148	83
Virden, total	23,118	18,555	4,563	859	809	762	718	676	637	532	394	292
Waskada, total	4,243	1,251	2,992	600	545	499	458	422	391	316	234	181
divers	1,611	1,051	0,560	235	195	164	140	121	106	73	45	0
total du réseau	34,572	24,848	9,724	2125	1972	1814	1672	1546	1433	1153	823	537
total pour le Manitoba	**34,572**	**24,848**	**9,724**	**2125**	**1972**	**1814**	**1672**	**1546**	**1433**	**1153**	**823**	**537**
Ontario												
Ontario												
total pour l'Ontario	10,261	9,357	0,904	370	354	301	254	214	181	108	46	0
total du réseau	10,261	9,357	0,904	370	354	301	254	214	181	108	46	0
total pour l'Ontario	**10,261**	**9,357**	**0,904**	**370**	**354**	**301**	**254**	**214**	**181**	**108**	**46**	**0**
total pour le Canada	**2264,190**	**1663,500**	**600,690**	**155430**	**147792**	**132445**	**118635**	**101983**	**89779**	**63122**	**37103**	**22980**
total ajusté - scénario bas				**156700**	**149555**	**134200**	**119300**	**105100**	**92900**	**65400**	**37300**	**22200**
total ajusté - scénario élevé				**156700**	**152700**	**138900**	**124300**	**110100**	**97700**	**69300**	**39000**	**22700**

Tableau A7-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de pétrole brut classique par gisement, oléoduc et région

pétrole brut lourd

	réserves établies initiales au 31/12/86	production cumulative au 31/12/86	réserves établies restantes au 31/12/86	capacité de production des réserves restantes au 31/12/86								
	(millions de mètres cubes)			1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
				(mètres cubes par jour)								
Alberta												
Bow River Pipe Lines Ltd												
Alderson U.Mann Z	0,400	0,120	0,280	100	96	84	72	62	53	34	16	7
Alderson, autres	2,781	1,500	1,281	430	429	393	345	303	266	180	94	0
Badger U. Mann B	0,656	0,047	0,609	120	120	120	119	110	101	77	49	31
Bantry Mannville D	1,200	0,802	0,398	150	141	122	105	90	78	49	23	0
Bantry Mannville A&FF	8,000	5,730	2,270	710	701	628	551	484	425	288	150	78
Bantry, autres	0,812	0,479	0,333	160	146	122	102	85	71	41	0	0
Bow Island Glauconitic A	0,320	0,064	0,256	95	94	80	68	58	49	30	13	6
Cessford Mannville C	3,200	2,106	1,094	296	271	248	227	208	190	148	94	60
Cessford, autres	2,948	2,237	0,711	115	124	120	113	107	101	86	67	54
Chin Coulee Bal Mann A	0,910	0,795	0,115	69	58	47	39	33	28	0	0	0
Countess U Mann B	1,450	1,148	0,302	148	122	101	84	70	59	34	13	0
Countess U Mann D	6,300	4,900	1,400	625	527	445	376	317	268	161	69	12
Countess U Mann H	2,400	1,928	0,472	173	151	131	115	100	87	58	29	15
Countess U Mann O	1,000	0,676	0,324	125	108	93	80	69	60	38	18	8
Countess, autres	1,014	0,732	0,282	118	101	87	76	65	57	37	18	0
Grand Forks U Mann B	1,350	0,922	0,428	100	85	73	63	56	50	37	25	18
Grand Forks L Mann D	6,230	4,595	1,635	625	586	525	443	374	315	189	81	34
Grand Forks L Mann K&V	2,040	1,550	0,490	199	164	137	115	98	83	54	29	17
Grand Forks Sawtooth L	0,500	0,152	0,348	133	106	86	72	61	52	35	20	13
Grand Forks Sawtooth N	0,290	0,077	0,213	176	123	86	60	42	29	10	0	0
Grand Forks Sawtooth O	1,150	0,370	0,780	450	399	307	237	183	141	64	17	0
Grand Forks Sawtooth S	0,420	0,272	0,148	72	58	48	39	33	27	16	8	0
Grand Forks Sawtooth T	0,670	0,331	0,339	121	100	83	70	60	51	34	19	12
Grand Forks Sawtooth MM	1,884	1,159	0,725	372	305	251	206	169	139	77	28	0
Grand Forks Sawtooth OO	1,000	0,827	0,373	151	126	107	91	77	66	43	22	12
Grand Forks Sawtooth WW	1,800	0,535	1,265	610	506	419	348	288	239	136	53	15
Grand Forks, autres	2,657	1,130	1,527	560	542	470	405	348	300	191	90	6
Hays Lower Mann A	1,650	1,425	0,225	92	80	68	59	51	44	28	13	0
Hays Sawtooth C	0,470	0,196	0,274	123	104	87	73	62	52	31	13	5
Hays, autres	0,479	0,219	0,260	160	127	101	80	63	50	25	0	0
Horsefly Lake Mannville	1,276	0,981	0,295	92	84	77	71	64	59	45	29	0
Jenner U Mannville O	0,350	0,100	0,250	130	118	95	76	61	49	25	0	0
Jenner, autres	1,209	0,943	0,266	94	83	73	65	58	51	35	19	0
Lathom U Mann A	2,350	1,748	0,602	191	164	141	122	106	93	64	37	23
Little Bow, total	2,309	0,817	1,522	370	400	398	367	326	289	201	110	60
Medicine Hat Glauc C	0,700	0,053	0,647	230	275	236	197	164	137	80	31	0
Ronalane, total	0,702	0,089	0,613	180	180	173	152	134	117	79	41	21
Sibbald U Mannville C	0,920	0,290	0,630	320	291	233	187	150	120	62	20	0
Suffield Upper Mann J	0,750	0,362	0,388	431	270	170	108	67	16	0	0	0
Taber Mann D	2,500	1,827	0,673	139	128	118	109	101	94	77	58	45
Taber N. Glauc A	2,500	0,680	1,820	525	471	422	378	339	304	218	126	73
Taber N. Taber K	0,350	0,078	0,272	105	97	83	72	62	53	34	18	0

Tableau A7-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de pétrole brut classique par gisement, oléoduc et région

pétrole brut lourd

	réserves établies initiales au 31/12/86	production cumulative au 31/12/86	réserves établies restantes au 31/12/86	capacité de production à partir des réserves restantes au 31/12/86								
	(millions de mètres cubes)			1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
				(mètres cubes par jour)								
Taber N., autres	1,968	0,930	1,038	296	256	224	197	175	156	115	75	53
Taber S. Mann A	1,200	0,949	0,251	75	77	69	63	57	51	38	23	0
Taber South Mann B	2,200	1,894	0,306	110	97	86	76	67	59	40	21	0
Turin Upper Mann C&J	0,501	0,235	0,266	111	96	82	71	61	53	34	16	0
Turin Field, autres	0,456	0,308	0,148	65	57	49	43	38	33	22	0	0
Wrentham, total	0,678	0,482	0,196	101	86	74	63	54	46	28	0	0
divers et non dél.	5,503	3,260	2,243	800	809	704	612	532	462	304	151	0
total du réseau	84,433	52,850	31,583	11755	10668	9202	7883	6763	5795	3751	1863	891
BP Exploration Canada Limited												
Chauvin Mannville A	1,250	1,096	0,154	77	68	56	47	40	34	21	0	0
Chauvin, autres	0,319	0,184	0,135	59	51	44	38	33	29	21	0	0
Chauvin South Spky E	0,950	0,567	0,383	185	178	147	119	97	78	41	0	0
Chauvin South Spky H	0,768	0,528	0,240	85	89	76	65	56	48	31	14	0
Chauvin South Spky A&B	1,690	1,211	0,479	180	168	146	127	111	97	64	32	0
Chauvin S., autres	1,136	0,693	0,443	180	168	147	128	112	97	65	0	0
David Lloyd C	0,600	0,223	0,377	185	174	141	114	92	75	40	2	0
Hayter Dina A 38%	0,456	0,200	0,256	183	179	121	81	54	36	3	0	0
Hayter Dina B 38%	0,260	0,134	0,126	75	61	49	40	32	26	14	0	0
Hayter, autres 38%	0,312	0,152	0,160	49	53	50	44	38	34	23	12	0
divers et non dél.	0,936	0,633	0,303	100	115	108	93	80	69	44	0	0
total du réseau	8,677	5,621	3,056	1360	1304	1090	903	752	629	370	81	0
Husky Pipeline Ltd & Murphy Manito Pipeline Ltd - Lloyd.												
Hayter Dina A 62%	0,744	0,326	0,418	299	291	198	132	89	59	7	0	0
Hayter Dina B 62%	0,424	0,219	0,205	122	99	80	65	53	43	23	0	0
Hayter, autres 62%	0,509	0,248	0,261	80	87	81	71	63	55	37	19	0
Lloydminster Sparky B	0,575	0,428	0,147	52	46	41	37	34	31	25	0	0
Lloydminster Sparky G	0,845	0,568	0,277	138	118	100	85	73	62	38	0	0
Lloydminster Sparky K	1,000	0,593	0,407	182	162	140	120	103	89	56	0	0
Lloyd Sparky C & GP A	1,400	1,178	0,222	84	72	63	55	49	45	34	8	0
Lloyd Sparky & GP C&D	3,630	2,751	0,879	182	168	156	145	135	127	105	79	62
Lloydminster, autres	2,837	1,666	1,171	270	269	253	233	215	199	158	105	70
Morgan Sparky A	0,375	0,167	0,208	95	94	82	67	55	45	24	0	0
Morgan Lloyd A	0,600	0,290	0,310	141	121	107	94	83	73	50	0	0
Vermilion Sparky A	0,651	0,518	0,133	43	40	37	34	32	29	25	0	0
Viking Kinsella Wain B	4,650	3,678	0,972	546	450	372	307	253	208	117	0	0
Wainwright Wain & Spk S	13,787	9,506	4,281	1294	1206	1101	983	878	784	558	318	179
Wainwright D-2A	0,225	0,091	0,134	120	85	61	41	28	19	0	0	0
Wainwright, autres	0,768	0,268	0,500	142	127	115	105	96	88	70	51	0
Wildmere Lloyd A & Spk E	3,000	1,583	1,417	466	415	369	328	291	259	182	101	56
divers et non dél.	1,820	0,786	1,034	237	215	196	179	165	152	122	89	69
total du réseau	37,840	24,864	12,976	4500	4074	3559	3092	2702	2375	1636	770	437

Tableau A7-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de pétrole brut classique par gisement, oléoduc et région

pétrole brut lourd

	réserves établies initiales au 31/12/86	production cumulative au 31/12/86	réserves établies restantes au 31/12/86	capacité de production à partir des réserves restantes au 31/12/86								
	(millions de mètres cubes)			1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
				(mètres cubes par jour)								
camions et wagons-citernes												
Alexis Banff A	0,700	0,366	0,334	108	96	86	77	68	61	43	24	13
Cherhill Banff F	0,413	0,118	0,295	162	132	107	87	70	57	30	0	0
Provost U Mann B	0,550	0,399	0,151	63	53	46	40	36	32	25	0	0
Provost U Mann BB	0,600	0,178	0,422	218	181	150	124	102	85	48	0	0
Provost Dina A	0,650	0,079	0,571	235	354	263	194	144	106	43	0	0
Provost Dina C	0,309	0,086	0,223	101	87	74	63	54	46	29	0	0
Provost Dina N	0,450	0,104	0,346	218	172	135	107	84	66	32	0	0
Provost Dina S	0,600	0,017	0,583	225	257	212	174	142	116	64	23	0
Provost Basal Qtz C	0,600	0,117	0,483	245	203	167	138	114	94	53	20	0
Provost, autres	1,308	0,452	0,856	297	257	224	197	173	153	109	66	42
St. Anne, total	0,259	0,088	0,171	74	63	55	47	40	35	22	9	0
divers et non dél.	2,917	2,025	0,892	297	268	237	212	189	169	121	68	13
total	9,356	4,029	5,327	2249	2126	1762	1465	1223	1027	623	213	70
non défini et confidentiel												
non dél. et conf.	0,500	0,198	0,302	113	100	88	78	69	61	42	23	0
total	0,500	0,198	0,302	113	100	88	78	69	61	42	23	0
total pour l'Alberta	**140,806**	**87,562**	**53,244**	**19979**	**18272**	**15702**	**13422**	**11511**	**9689**	**6425**	**2933**	**1199**
Saskatchewan												
Husky Pipeline Ltd SGS & Murphy Manito Pipeline Ltd - Lloyd.												
Aberfeldy Spky Sd, un.	6,700	5,137	1,563	329	310	292	274	258	243	202	149	110
Aberfeldy S Spky Sd	1,650	1,470	0,180	75	68	59	52	46	40	28	0	0
Celtic GP Sand, non-un.	1,400	0,307	1,093	315	316	286	253	225	199	139	76	41
Celtic Sparky Sand, non	0,586	0,141	0,445	90	93	87	81	75	69	55	38	26
Celtic Waseca Sand, non	1,563	0,423	1,140	295	345	311	276	245	217	151	83	45
Dee Valley Waseca, non	0,988	0,333	0,655	120	120	117	109	102	96	79	57	41
Dulwich Sparky Sand	1,877	1,677	0,200	52	74	68	62	56	50	37	0	0
Edam West Mannville Sd	0,286	0,055	0,231	52	48	45	41	38	35	28	19	13
Edam West Sparky/GP	0,942	0,235	0,707	205	185	167	151	137	123	91	55	33
Edam West Waseca	0,600	0,090	0,510	135	124	113	103	94	86	66	42	26
Epping Spky & GP, non-un.	2,350	1,978	0,372	140	128	118	108	99	91	71	0	0
Epping S Spky & GP, un.	2,849	2,515	0,334	127	112	100	88	78	69	48	26	0
Epping SW Sparky, un.	1,100	0,868	0,232	71	65	59	53	49	44	33	20	0
Golden Lk North, un. vol.	1,900	1,547	0,353	100	92	85	78	72	66	51	34	0
Golden Lk North, non-un.	0,740	0,468	0,272	78	72	66	61	56	51	39	26	0
Golden Lk S Sparky, non	1,000	0,666	0,334	65	68	64	60	56	53	44	34	27
Golden Lk S Waseca, non	2,300	1,611	0,689	218	197	178	161	146	132	97	59	0
Gully Lk Waseca, un. vol.	1,206	0,747	0,459	131	119	108	98	89	80	60	37	22
Gully Lk Waseca, non-un.	1,247	0,746	0,501	160	158	142	126	112	99	69	38	0

Tableau A7-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de pétrole brut classique par gisement, oléoduc et région

pétrole brut lourd

	réserves établies initiales au 31/12/86	production cumulative au 31/12/86	réserves établies restantes au 31/12/86	capacité de production à partir des réserves restantes au 31/12/86								
	(millions de mètres cubes)			1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
				(mètres cubes par jour)								
Lashburn, total	1,915	1,212	0,703	236	211	189	169	151	135	97	55	0
Lone Rock Sparky Sand Pl	1,650	1,285	0,365	109	99	89	81	73	66	49	30	18
Macklin Sparky Sd, non	0,430	0,351	0,079	53	42	34	27	22	17	0	0	0
Maidstone Mclaren Sand	0,503	0,159	0,344	69	64	59	55	52	48	40	30	24
Manito Lake Sparky	0,538	0,190	0,348	122	108	96	85	75	67	46	25	0
Marsden S., total	1,541	0,406	1,135	230	259	248	227	207	189	144	92	58
Neilburg Mclaren Sand	1,100	0,363	0,737	220	210	188	168	151	135	97	56	32
Northminster, total	1,194	0,952	0,242	91	81	73	66	59	53	38	0	0
Pikes Peak Waseca Sand	2,600	1,156	1,444	653	603	524	427	348	284	154	55	0
Salt Lake Lloydminster	0,939	0,159	0,780	221	200	180	163	147	133	98	59	35
Senlac Lloydminster Sd	0,740	0,439	0,301	168	139	115	95	78	65	36	0	0
Standard Hill Waseca Sd	1,800	0,987	0,813	211	194	173	164	150	138	107	70	46
Tangleflags GP, non	2,475	1,344	1,131	300	337	308	275	245	218	154	87	49
Tangleflags Lloyd Sd, non	1,750	0,835	0,915	184	182	174	161	149	139	113	84	65
Tangleflags N. Lloyd Sd	0,550	0,234	0,316	113	100	89	80	71	63	44	25	0
Tangleflags, autres	2,480	1,438	1,042	358	319	284	253	226	201	142	79	0
divers	11,958	7,372	4,584	1797	1573	1377	1206	1056	924	620	319	0
total du réseau	65,445	39,896	25,549	7905	7431	6686	5954	5308	4739	3388	1871	719
Bow River Pipe Lines Ltd - lourd												
Cactus Lake Bakken Sand	3,100	1,268	1,832	505	458	415	377	342	310	231	142	87
Coleville Bakken Sand	9,200	6,719	2,481	550	580	559	511	467	427	328	207	132
Coleville S. Bakken Sand	0,510	0,098	0,412	76	69	63	58	53	49	40	29	23
Court Bakken Sand	0,850	0,213	0,637	224	197	172	151	132	116	78	40	20
Luseland Bakken Sand	0,521	0,143	0,378	123	110	98	88	78	70	50	29	16
N.Hoosier Bakken Sd, vol.	1,129	0,867	0,262	77	70	63	56	51	46	33	20	11
N.Hoosier Blaimore, vol.	0,900	0,599	0,301	71	66	61	56	51	47	37	24	16
Plover Lake Bakken, non	0,400	0,181	0,219	105	89	74	63	53	44	26	2	0
divers	2,954	1,579	1,375	583	487	421	364	315	273	177	85	0
total du réseau	19,564	11,867	7,897	2297	2127	1930	1727	1546	1385	1001	582	308
Bow River Pipe Lines Ltd - léger et lourd mélangé												
Plato, total	1,290	0,527	0,763	307	322	277	239	205	177	112	0	0
Smiley Dewar Viking	5,000	4,218	0,782	246	220	199	180	164	150	116	81	0
total du réseau	6,290	4,745	1,545	553	542	476	419	370	327	229	81	0
South Saskatchewan Pipeline Company												
Battrum, un. 1	7,100	4,767	2,333	383	430	476	487	450	416	327	219	147
Battrum, un. 2	1,737	1,233	0,504	105	104	98	89	82	75	59	42	31
Battrum, un. vol. 3	1,813	1,267	0,546	126	117	108	101	94	87	71	51	38
Battrum, un. 4	1,213	0,924	0,289	131	112	96	82	71	60	38	0	0
Beverly Cantaur Sd, non	0,531	0,416	0,115	57	48	40	34	29	24	14	0	0
Beverly U Rose. Sd, un.	1,740	1,568	0,172	68	59	52	45	39	34	23	11	0
Bone Crk U Shaun., un.	2,600	2,306	0,294	92	96	88	78	69	61	43	23	0

Tableau A7-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de pétrole brut classique par gisement, oléoduc et région

pétrole brut lourd

	réserves établies initiales au 31/12/86	production cumulative au 31/12/86	réserves établies restantes au 31/12/86	capacité de production à partir des réserves restantes au 31/12/86								
	(millions de mètres cubes)			1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
				(mètres cubes par jour)								
Butte U Shaun, un. vol.	1,320	0,800	0,520	160	168	152	133	117	103	69	36	2
Cantaur - Cantaur, un.	4,410	3,864	0,546	249	212	181	154	131	112	69	17	0
Cantaur L.Roseray, un.	1,840	1,570	0,270	119	101	86	73	61	52	32	14	0
Delta U.Shaun., un. 1	2,400	2,195	0,205	88	77	67	58	51	44	29	0	0
Dollard U. Shaun, un.	13,500	12,666	0,834	308	269	235	205	178	156	103	52	26
Fosterton Main, un.	9,171	8,615	0,556	161	145	130	117	106	95	69	41	24
Gull Lake North, un.	3,300	3,013	0,287	107	94	82	72	63	55	37	19	0
Instow U. Shaunavon, un.	8,767	7,442	1,325	411	367	328	293	262	234	167	95	54
N. Premier Roseray, total	4,050	3,800	0,250	151	120	95	75	60	47	23	0	0
Rapdan, un.	3,450	2,566	0,884	280	265	235	209	185	164	114	62	34
S.Success - Success, un.	3,950	3,405	0,545	161	145	130	117	106	95	69	41	24
Suffield, total	4,000	3,116	0,884	247	224	204	185	168	152	114	70	43
Verlo Roseray Sd, un.	2,350	1,568	0,782	265	233	205	180	158	139	95	50	26
divers —	16,625	12,566	4,059	1546	1357	1191	1046	918	806	545	284	0
total du réseau	95,867	79,667	16,200	5224	4754	4290	3844	3407	3022	2119	1133	452
Producers Pipeline Company - s.-e. de la Saskatchewan												
Benson Midale, un.	2,300	1,514	0,786	150	141	133	125	118	111	92	68	50
Ingoldsby Frob Alida, non-u	1,850	1,562	0,288	96	86	77	69	62	56	40	23	0
Innes Frobisher	2,150	1,811	0,339	106	97	88	80	73	66	50	31	0
Lost Horse Hill Frob All	3,400	2,771	0,629	201	212	187	164	144	127	86	44	0
Midale Central Mid, un.	19,086	15,188	3,898	904	837	776	718	665	616	489	333	227
Midale Central Mid, non-un.	1,760	1,217	0,543	155	143	132	121	112	103	80	53	0
Tatagwa Midale	0,600	0,274	0,326	110	98	87	78	70	62	44	25	0
Viewfield Frob Alida, non	1,188	0,626	0,562	155	141	128	117	106	97	73	45	28
Wapella-Wapella Sand	2,285	1,340	0,945	241	222	204	187	172	158	123	81	53
Weyburn Midale, un.	51,800	41,786	10,014	2204	2040	1889	1750	1620	1500	1191	811	552
Weyburn Midale, non-un.	2,541	1,363	1,178	340	352	319	287	258	232	169	100	0
divers	17,209	11,122	6,087	2200	1940	1712	1510	1332	1175	806	431	0
total du réseau	106,169	80,574	25,595	6867	6316	5737	5212	4737	4308	3249	2050	912
total pour la Sask.	293,335	216,549	76,786	22849	21172	19123	17158	15370	13783	9988	5719	2393
Manitoba												
Trans-prairie Pipelines Ltd												
Kirkella, total	0,266	0,225	0,041	25	20	16	13	10	8	4	0	0
total du réseau	0,266	0,225	0,041	25	20	16	13	10	8	4	0	0
total pour la Manitoba	0,266	0,225	0,041	25	20	16	13	10	8	4	0	0
total pour le Canada	434,407	304,336	130,071	42853	39464	34842	30593	26893	23681	16418	8653	3593
total ajusté - scénario bas				43100	41600	36300	32200	28000	24200	16000	7800	2900
total ajusté - scénario élevé				43100	43600	40500	37400	32900	28400	17600	5700	1700

Tableau A7-4

Calendrier des projets de récupération assistée de pétrole au moyen de fluides miscibles approuvés par l'OCREA

(millions de mètres cubes par jour)

année[a]	champ, gisement	exploitant	augmentation des réserves	début de l'injection de solvant
1987	Harmattan East, Rundle	Shell	0,6	1988
	Judy Creek, BHL B	Esso	1,8	1988
	Mitsue, Gilwood A (troisième phase)	Chevron	1,6	1988
	Nipisi, Gilwood A (troisième phase)	Amoco	2,0	1988
	Swan Hills, un. 1, BHL A & B (seconde phase)	Home	4,6	1988
	total		10,6	
1988	Morinville D3B	Can. Northwest	0,5	1988
	Pembina, Nisku D (tertiaire miscibles)	Chevron	0,5	1989
	Kaybob, BHL A (première phase)	Chevron	1,2	1988
	total		2,2	
1989	Kaybob, BHL A (seconde phase)	Chevron	1,0	1989
	Fenn Big Valley D2A (Connor Lobe)	Gulf	1,7	1989
	Joffre D3B	ICG	0,6	1989
	total		3,3	
1990	Kaybob, BHL A (troisième phase)	Chevron	0,7	1991
	Virginia Hills, BHL (première phase)	Shell	2,8	1990
	Swan Hills BHL A & B (troisième phase)	Home	2,7	1990
	Nipisi , Gilwood A (quatrième phase)	Amoco	1,6	1990
	total		7,8	

Nota: [a] Les réserves de certains projets sont reconnues par l'ONE dans l'année précédant le démarrage de l'injection de solvant.

Tableau A7-5
Données historiques et prévisions - Forages exploratoires axés sur le pétrole et additions aux réserves de pétrole brut classique au moyen de la récupération primaire
Régions traditionnelles

	forages (millions de mètres)	réserves ajoutées (millions de mètres cubes)	taux des additions (mètres cubes par mètre)
1965	1,32	79,2	60,0
1966	1,20	142,5	118,7
1967	1,23	61,5	50,0
1968	1,32	86,1	65,2
1969	1,33	3,1	2,3
1970	0,58	0,0	0,0
1971	0,65	33,8	52,0
1972	0,49	7,9	16,1
1973	0,56	3,4	6,0
1974	0,38	10,8	28,4
1975	0,32	11,6	36,1
1976	0,41	12,7	31,0
1977	0,57	21,1	37,1
1978	0,93	25,4	27,3
1979	1,33	21,2	15,9
1980	1,77	2,4	1,3
1981	1,58	37,7	23,9
1982	1,57	52,0	33,1
1983	1,67	46,8	28,0
1984	2,51	83,5	33,3
1985	3,07	43,4	14,1
1986	1,67	49,4	29,6

	scénario bas	scénario élevé	scénario bas	scénario élevé	scénario bas	scénario élevé
1987	1,89	1,89	36,4	36,4	19,3	19,3
1988	1,62	1,95	29,0	34,7	17,9	17,8
1989	1,59	2,10	26,6	34,4	16,7	16,4
1990	1,48	2,37	23,3	35,4	15,7	14,9
1991	1,49	2,46	22,0	33,2	14,8	13,5
1992	1,41	2,44	19,7	29,8	14,0	12,2
1995	1,06	1,46	12,8	14,0	12,1	9,6
2000	1,03	0,92	10,0	7,0	9,7	7,6
2005	0,97	0,65	7,7	4,3	7,9	6,6

Nota: Les données historiques sur les additions aux réserves peuvent inclure une certaine portion des réserves attribuables à la récupération secondaire.

Tableau A7-6
Coûts directs marginaux pour le pétrole brut
Ouest canadien [a]

accroissement des additions aux réserves [b] (millions de mètres cubes)	scénario bas ($ CAN de 1987 le mètre cube)	scénario élevé ($ CAN de 1987 le mètre cube)
0 - 50	81,19	117,61
50 - 100	87,76	127,65
100 - 150	95,48	139,58
150 - 200	104,84	154,17
200 - 250	116,64	172,73
250 - 300	135,04	201,37
300 - 350	172,00	257,19

Nota: [a] Les coûts directs marginaux portent sur le pétrole brut lourd et le pétrole brut léger.
[b] Récupérables à l'aide des mécanismes de récupération primaire.

Tableau A7-7
Additions annuelles aux réserves de pétrole brut léger classique
Régions traditionnelles

(millions de mètres cubes)

scénario bas

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
injection d'eau	5,0	4,0	4,0	3,5	3,5	3,0	3,0	3,0	2,0
fluides miscibles	10,8	2,0	4,0	4,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
produits chimiques	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total partiel	15,8	6,0	8,0	7,5	6,5	6,0	6,0	6,0	5,0
découvertes	28,4	23,0	21,6	19,3	18,6	17,1	12,6	11,3	10,2
total	**44,2**	**29,0**	**29,6**	**26,8**	**25,1**	**23,1**	**18,6**	**17,3**	**15,2**

scénario élevé

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
injection d'eau	5,0	6,0	5,0	4,0	3,5	3,0	3,0	3,0	2,0
fluides miscibles	10,8	2,0	5,0	5,0	6,0	6,0	5,0	3,0	2,0
produits chimiques	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1,0
total partiel	15,8	8,0	10,0	9,0	9,5	9,0	8,0	7,0	5,0
découvertes	28,4	27,4	27,5	28,6	27,2	25,0	14,1	9,8	8,3
total	**44,2**	**35,4**	**37,5**	**37,6**	**36,7**	**34,0**	**22,1**	**16,8**	**13,3**

Nota: [a] Les additions aux réserves obtenues au moyen d'injection d'eau, de fluides miscibles et de produits chimiques proviennent de gisements établis découverts avant le 31 décembre 1986.

[b] Les additions aux réserves des découvertes ont été estimées à partir de gisements nouvellement découverts, de la récupération assistée de ces découvertes et de la valorisation autre que par récupération assistée pour les gisements découverts avant le 31 décembre 1986.

Tableau A7-8

Additions annuelles aux réserves de pétrole brut lourd classique
Régions traditionnelles

(millions de mètres cubes)

scénario bas

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
injection d'eau	4,0	4,0	3,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,0	0,0
méthodes thermiques	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,7	1,3	1,7	2,0
total partiel	4,0	4,0	3,0	2,0	2,5	2,7	3,3	2,7	2,0
découvertes	8,1	6,8	6,6	6,1	6,1	5,8	4,6	4,5	4,3
total	12,1	10,8	9,6	8,1	8,6	8,5	7,9	7,2	6,3

scénario élevé

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
injection d'eau	4,0	5,0	4,0	3,0	2,0	2,0	2,0	1,0	0,0
méthodes thermiques	0,0	0,5	1,1	1,3	1,5	1,7	2,2	3,0	3,5
total partiel	4,0	5,5	5,1	4,3	3,5	3,7	4,2	4,0	3,5
découvertes	8,1	8,1	8,4	9,1	9,1	8,7	5,4	3,9	3,3
total	12,1	13,6	13,5	13,4	12,6	12,4	9,6	7,9	6,8

Nota: [a] Les additions aux réserves obtenues au moyen d'injection d'eau et par méthodes thermiques proviennent de gisements établis découverts avant le 31 décembre 1986.

[b] Les additions aux réserves des découvertes ont été estimées à partir de gisements nouvellement découverts, de la récupération assistée de ces découvertes et de la valorisation autre que par récupération assistée pour les gisements découverts avant le 31 décembre 1986.

Tableau A7-9
Additions aux réserves et potentiel technique ultime de pétrole brut classique
Régions traditionnelles

(millions de mètres cubes)

	léger	lourd	total
réserves établies initiales au 31 décembre 1986	**2264**	**434**	**2699**
potentiel technique restant			
RAP de gisements établis			
injection d'eau	80	90	170
fluides miscibles	200	-	200
méthodes thermiques	-	265	265
produits chimiques	15	15	30
total - RAP	295	370	665
nouvelles découvertes et autre valorisation	563	250	813
total - potentiel technique restant	**858**	**620**	**1478**
potentiel technique ultime	**3122**	**1054**	**4177**

additions aux réserves (1987-2005)

scénario bas

RAP de gisement établis			
injection d'eau	57	30	87
fluides miscibles	66	-	66
méthodes thermiques	-	22	22
produits chimiques	0	0	0
total - RAP	123	52	175
nouvelles découvertes et autre valorisation	281	98	379
total - additions aux réserves (1987-2005)	**404**	**150**	**554**

scénario élevé

RAP de gisements établis			
injection d'eau	61	35	96
fluides miscibles	85	-	85
méthodes thermiques	-	42	42
produits chimiques	8	0	8
total - RAP	153	77	230
nouvelles découvertes et autre valorisation	315	110	425
total - additions aux réserves (1987-2005)	**468**	**186**	**655**

Nota: [a] Le potentiel technique restant de pétrole brut léger de la catégorie "nouvelles découvertes et autre valorisation" est fondé sur les estimations moyennes de la Commission géologique du Canada.
[b] Les estimations du potentiel technique sont fondées sur les techniques connues.
[c] Les chiffres peuvent avoir été arrondis.

Tableau A7-10

Capacité de production à partir des additions aux réserves de pétrole brut léger classique
Régions traditionnelles

(milliers de mètres cubes par jour)

scénario bas

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
injection d'eau	0,0	0,5	1,3	2,1	2,8	3,5	5,3	6,8	6,8
fluides miscibles	0,0	0,4	1,5	2,0	2,6	3,2	4,2	5,4	6,2
produits chimiques	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total partiel	0,0	0,9	2,8	4,1	5,4	6,7	9,5	12,2	13,0
découvertes	3,2	9,4	15,1	20,4	24,7	28,0	32,5	32,8	31,2
total	3,2	10,2	18,0	24,5	30,2	34,7	42,0	45,0	44,3

scénario élevé

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
injection d'eau	0,0	0,5	1,5	2,5	3,4	4,2	6,0	7,2	7,0
fluides miscibles	0,0	0,4	1,5	2,0	2,8	3,6	5,9	8,2	8,2
produits chimiques	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	1,0
total partiel	0,0	0,9	3,0	4,6	6,2	7,8	11,9	15,6	16,2
découvertes	3,2	9,9	16,9	24,0	30,6	35,9	43,1	37,8	31,5
total	3,2	10,7	19,9	28,6	36,8	43,6	55,0	53,4	47,7

Hypothèses fondamentales pour convertir les additions aux réserves en capacité de production.

	délai	IVR initial	baisse d'IVR en %	IVR final
injection d'eau	1,0	15,0	10,0	8,0
fluides miscibles	1,3	20,0	10,0	15,0
produits chimiques	1,3	20,0	10,0	10,0
découvertes	0,0	12,0	15,0	8,0

Le "délai" représente le nombre d'années entre la date d'enregistrement des réserves et la première année de production.

L'"IVR initial" désigne l'indice de vie des réserves au début de la production.

La "baisse d'IVR" représente le taux annuel de diminution de l'indice de vie des réserves, exprimé en pourcentage.

L'"IVR final" désigne l'indice de vie des réserves au cours de la phase de production décroissante du gisement.

Tableau A7-11
Capacité de production à partir des additions aux réserves de pétrole brut lourd classique
Régions traditionnelles

(milliers de mètres cubes par jour)

scénario bas

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
injection d'eau	0,0	0,4	1,1	1,8	2,3	2,7	3,9	4,2	3,2
méthodes thermiques	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,7	2,1	3,3
total partiel	0,0	0,4	1,1	1,8	2,3	2,8	4,6	6,3	6,5
découvertes	1,0	2,9	4,8	6,6	8,1	9,3	11,2	11,9	12,0
total	1,0	3,3	5,9	8,4	10,4	12,1	15,8	18,2	18,4

scénario élevé

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
injection d'eau	0,0	0,4	1,2	2,1	2,8	3,3	4,5	4,6	3,7
méthodes thermiques	0,0	0,0	0,1	0,3	0,6	0,9	2,0	3,9	5,7
total partiel	0,0	0,4	1,3	2,4	3,4	4,2	6,5	8,5	9,4
découvertes	1,0	3,1	5,3	7,8	10,1	12,2	15,4	13,8	11,7
total	1,0	3,5	6,6	10,1	13,5	16,4	21,8	22,3	21,2

Hypothèses fondamentales pour convertir les additions aux réserves en capacité de production.

	délai	IVR initial	baisse d'IVR en %	IVR final
injection d'eau	1,0	15,0	10,0	8,0
méthodes thermiques	1,0	10,0	0,0	10,0
découvertes	0,0	11,0	15,0	7,0

Le "délai" représente le nombre d'années entre la date d'enregistrement des réserves et la première année de production.

L'"IVR initial" désigne l'indice de vie des réserves au début de la production.

La "baisse d'IVR" représente le taux annuel de diminution de l'indice de vie des réserves, exprimé en pourcentage.

L'"IVR final" désigne l'indice de vie des réserves au cours de la phase de production décroissante du gisement.

Tableau A7-12

Capacité de production à partir de projets d'exploitation in situ des sables bitumineux

(milliers de mètres cubes par jour)

		1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
projets commerciaux approuvés [a]	scénario bas	13,0	16,1	19,7	24,2	24,2	21,2	23,3
	scénario élevé	13,0	16,7	21,7	31,4	53,1	63,1	66,2
projets expérimentaux approuvés [b]	scénario bas	5,4	4,0	5,5	6,0	6,0	10,6	16,1
	scénario élevé	5,4	4,0	5,6	6,1	18,2	21,6	21,1
projets futurs	scénario bas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	scénario élevé	0,0	0,0	0,2	0,5	1,0	2,0	5,0
total - projets	scénario bas	18,4	20,1	25,2	30,2	30,2	31,8	39,4
	scénario élevé	18,4	20,7	27,5	38,0	72,3	86,7	92,3

[a] projets commerciaux approuvés:

Amoco	Lindbergh
BP	Wolf Lake
Dome	Lindbergh
	Primrose
Esso	Cold Lake
Murphy	Lindbergh
PanCan.	Lindbergh
Suncor	Primrose
Shell	Cadotte Lake

[b] projets expérimentaux approuvés

région de l'Athabasca

AEC	Ipiatik Lake
Amoco	Gregoire Lake
	Brintnell
Canterra	Kearl Lake
Gulf	Hoole
	Pelican Lake
Petro Canada	Hangingstone
Unocal	Buffalo Creek
	Mclean

région de Cold Lake

Amoco	Beaverdam
BP	Marguerite Lake
Bow Valley	Marie
Cdn. Occidental	Manatokan
Esso	May-Ethel
	Leming
Excel	Ardmore
Husky	Tucker Lake
Koch	Fort Kent
Mobil	Wolf Lake
Murphy	Lindbergh
Suncor	Fort Kent
Westmin	Lindbergh

Tableau A7-13
Offre de pétrole brut synthétique et de pétrole provenant des régions pionnières

(milliers de mètres cubes par jour)

scénario bas

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
synthétique									
installations minières [a]	28,5	28,8	30,5	31,2	32,5	33,9	34,9	35,1	35,1
installations minières [b]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
usine Co-op	0,0	1,0	7,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
usine Bi-Provincial	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	7,0	7,0	7,0
troisième usine de valorisation	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total partiel	28,5	29,8	37,5	39,2	40,5	45,4	49,9	50,1	50,1
pionnier									
côte est	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0	13,0
mer de Beaufort	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
archipel Arctique	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
total partiel	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	10,0	13,0
total	**28,8**	**29,9**	**37,6**	**39,3**	**40,6**	**45,5**	**50,0**	**60,1**	**63,1**

scénario élevé

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
synthétique									
installations minières [a]	28,5	28,8	30,5	31,2	32,5	34,0	35,0	35,0	35,0
installations minières [b]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13,2	30,2
usine Co-op	0,0	1,0	7,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
usine Bi-Provincial	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	7,0	7,0	7,0
troisième usine de valorisation	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0	10,0
total partiel	28,5	29,8	37,5	39,2	40,5	45,5	50,0	73,2	90,2
pionnier									
côte est	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	13,4	25,0	25,0
mer de Beaufort	0,2	0,0	0,0	1,9	1,9	1,9	2,0	24,0	24,0
archipel Arctique	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
total partiel	0,4	0,1	0,1	2,0	2,0	3,5	15,5	49,0	49,0
total	**28,9**	**29,9**	**37,6**	**41,2**	**42,5**	**49,0**	**65,5**	**122,2**	**139,2**

Nota: [a] Installations minières en service; y compris l'amélioration du rendement et l'élimination des goulots d'étranglement.
[b] Installations futures, résultant d'un agrandissement majeur des installations existantes et/ou de la mise en service de nouvelles installations.

Tableau A7-14
Données historiques
Production de pétrole brut et d'équivalents - Régions traditionnelles

(milliers de mètres cubes par jour)

	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977
léger classique	132,2	148,4	166,1	176,9	203,6	242,3	230,0	194,7	174,1	169,3
lourd classique	30,1	29,4	31,2	31,8	32,3	35,2	30,3	25,2	24,6	30,8
synthéthique	2,3	4,4	5,2	6,7	8,1	8,0	7,3	6,8	7,6	7,2
bitume	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	1,2
pentanes plus [a]	14,4	16,8	19,2	20,4	26,5	27,0	25,7	24,1	21,3	21,1
total	**179,0**	**199,0**	**221,7**	**235,8**	**270,5**	**312,5**	**293,3**	**250,8**	**228,8**	**229,6**

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
léger classique	165,6	188,7	173,7	154,5	150,7	153,3	164,5	159,8	149,3	152,2
lourd classique	32,2	31,8	31,1	27,9	28,7	33,0	37,6	39,1	39,9	43,1
synthéthique	8,9	14,6	20,3	17,7	19,1	25,4	21,1	26,7	29,4	28,7
bitume	1,2	1,5	1,5	2,0	3,2	4,0	5,3	8,1	14,8	18,4
pentanes plus [a]	18,9	18,8	17,0	16,2	15,9	14,8	15,5	16,4	16,5	17,6
total	**226,8**	**255,4**	**243,6**	**218,3**	**217,6**	**230,5**	**244,0**	**250,1**	**249,9**	**260,0**

Nota: [a] Comprennent le condensat.

Tableau A7-15
Capacité totale de production de pétrole brut et d'équivalents
Canada

(milliers de mètres cubes par jour)

scénario bas

	léger								lourd						
	réserves établies	additions aux réserves	pentanes plus [a]	synthét. des sables bitum.	lourd raffiné	régions pionn.	diluant [b]	total léger	réserves établies	additions aux réserves	bitume	diluant	charge de pré-raff.	total lourd	total pétrole brut et équivalents
1987	156,7	3,2	17,6	28,5	0,0	0,3	-11,7	194,6	43,1	1,0	18,4	11,7	0,0	74,2	268,8
1988	149,5	10,2	18,3	28,8	1,0	0,1	-12,4	195,5	41,6	3,3	20,1	12,4	-1,0	76,4	271,9
1989	134,2	18,0	17,9	30,5	7,0	0,1	-14,2	193,5	36,3	5,9	25,2	14,2	-7,0	74,6	268,1
1990	119,3	24,5	17,2	31,2	8,0	0,1	-16,2	184,2	32,2	8,4	30,2	16,2	-8,0	79,0	263,1
1991	105,1	30,2	17,3	32,5	8,0	0,1	-15,3	177,9	28,0	10,4	30,8	15,3	-8,0	76,5	254,4
1992	92,9	34,7	16,9	33,9	11,5	0,1	-14,0	176,0	24,2	12,1	30,3	14,0	-11,5	69,1	245,1
1993	82,5	38,1	16,7	34,9	15,0	0,1	-13,0	174,3	20,9	13,6	30,9	13,0	-15,0	63,4	237,7
1994	73,5	40,4	16,6	34,9	15,0	0,1	-12,7	167,8	18,3	14,8	30,5	12,7	-15,0	61,3	229,1
1995	65,4	42,0	16,4	34,9	15,0	0,1	-12,5	161,3	16,0	15,7	30,2	12,5	-15,0	59,4	220,7
1996	58,1	43,1	16,2	35,0	15,0	2,5	-12,3	157,6	14,0	16,5	30,2	12,3	-15,0	58,0	215,6
1997	51,9	43,8	15,9	35,0	15,0	7,0	-12,5	156,1	12,1	17,1	30,9	12,5	-15,0	57,6	213,7
1998	46,6	44,4	15,7	35,0	15,0	8,0	-12,4	152,3	10,4	17,6	30,9	12,4	-15,0	56,3	208,6
1999	41,6	44,7	17,3	35,0	15,0	8,0	-12,4	149,2	9,0	17,9	31,3	12,4	-15,0	55,6	204,8
2000	37,3	45,0	17,9	35,1	15,0	10,0	-12,6	147,7	7,8	18,2	31,8	12,6	-15,0	55,4	203,1
2001	33,7	45,1	19,2	35,1	15,0	13,0	-13,8	147,3	6,7	18,4	35,0	13,8	-15,0	58,9	206,2
2002	30,3	45,1	19,2	35,1	15,0	13,0	-14,3	143,4	5,5	18,6	36,4	14,3	-15,0	59,8	203,2
2003	27,2	44,9	19,2	35,1	15,0	13,0	-14,8	139,6	4,5	18,6	37,8	14,8	-15,0	60,7	200,3
2004	24,7	44,6	19,2	35,1	15,0	13,0	-14,9	136,7	3,6	18,5	38,2	14,9	-15,0	60,2	196,9
2005	22,2	44,3	19,2	35,1	15,0	13,0	-15,3	133,5	2,9	18,4	39,4	15,3	-15,0	61,0	194,5

Nota: [a] Comprennent le condensat.

[b] Près de 4000 mètres cubes par jour de pentanes plus ne sont pas disponibles à titre de diluant du pétrole lourd. Ce volume augmente à partir de 1999 lorsque la production dans les régions pionnières commence. La demande en diluant dépassant l'offre de pentanes plus est supposée être satisfaite par une fraction du pétrole léger.

Tableau A7-15 (suite)
Capacité totale de production de pétrole brut et d'équivalents
Canada

(milliers de mètres cubes par jour)

scénario élevé

	léger									lourd				
	réserves établies	additions aux réserves	pentanes plus [a]	synthét. des sables bitum.	lourd raffiné	régions pionn.	diluant [b]	total léger	réserves établies	additions aux réserves	bitume	diluant	charge de pré-raff.	total lourd	total pétrole brut et équivalents
1987	156,7	3,2	17,6	28,5	0,0	0,3	-11,7	194,6	43,1	1,0	18,4	11,7	0,0	74,2	268,8
1988	152,7	10,7	18,5	28,8	1,0	0,1	-12,9	198,9	43,6	3,5	20,7	12,9	-1,0	79,7	278,6
1989	138,9	19,9	18,3	30,5	7,0	0,1	-15,7	198,0	40,5	6,6	27,5	15,7	-7,0	83,3	282,3
1990	124,3	28,6	17,8	31,2	8,0	2,0	-20,2	191,7	37,4	10,1	38,0	20,2	-8,0	97,7	289,4
1991	110,0	36,8	18,1	32,5	8,0	2,0	-21,1	186,3	32,9	13,5	42,7	21,1	-8,0	102,2	288,5
1992	97,7	43,6	17,8	34,0	11,5	3,5	-20,7	187,4	28,4	16,4	44,3	20,7	-11,5	98,3	285,7
1993	87,1	49,1	17,6	35,0	15,0	8,0	-22,3	189,5	24,4	18,8	51,0	22,3	-15,0	101,5	291,0
1994	77,8	52,9	17,5	35,0	15,0	10,0	-25,7	182,5	20,8	20,6	59,4	25,7	-15,0	111,5	294,0
1995	69,3	55,0	17,5	35,0	15,0	15,5	-30,9	176,4	17,6	21,8	72,3	30,9	-15,0	127,6	304,0
1996	61,6	55,8	17,3	38,8	15,0	30,0	-33,0	185,5	14,8	22,5	77,8	33,0	-15,0	133,1	318,6
1997	54,9	55,6	17,2	44,4	15,0	36,0	-34,2	188,9	12,2	22,7	81,1	34,2	-15,0	135,2	324,1
1998	49,1	55,0	17,0	46,3	17,0	49,0	-34,4	199,0	10,1	22,7	84,3	34,4	-17,0	134,5	333,5
1999	43,7	54,2	18,7	46,3	23,0	49,0	-32,1	202,8	8,2	22,5	85,3	32,1	-23,0	125,1	327,9
2000	39,0	53,4	19,5	48,2	25,0	49,0	-31,7	202,4	6,7	22,3	86,7	31,7	-25,0	122,4	324,8
2001	35,0	52,5	20,5	53,9	25,0	49,0	-32,7	203,2	5,3	22,2	89,3	32,7	-25,0	124,5	327,7
2002	31,4	51,4	20,3	57,7	25,0	49,0	-33,0	201,8	4,1	22,0	90,4	33,0	-25,0	124,5	326,3
2003	28,1	50,2	20,1	57,7	25,0	49,0	-33,0	197,1	3,1	21,7	90,8	33,0	-25,0	123,6	320,7
2004	25,3	49,0	21,3	59,6	25,0	49,0	-33,0	196,2	2,3	21,5	91,1	33,0	-25,0	122,9	319,1
2005	22,7	47,7	22,1	65,2	25,0	49,0	-33,5	198,2	1,7	21,2	92,3	33,5	-25,0	123,7	321,9

Nota : [a] Comprennent le condensat.
[b] Près de 4000 mètres cubes par jour de pentanes plus ne sont pas disponibles à titre de diluant du pétrole lourd.
Ce volume augmente à partir de 1999 lorsque la production dans les régions pionnières commence. La demande en diluant dépassant l'offre de pentanes plus est supposée être satisfaite par une fraction du pétrole léger.

Tableau A7-16
Besoins en charges d'alimentation des raffineries et sources des charges
Canada et régions

Canada

scénario bas

besoins en charges (milliers de mètres cubes)	**1987 [a]**	**1988**	**1989**	**1990**	**1991**	**1992**	**1995**	**2000**	**2005**
demande de produits canadiens [b]	80654	82990	83581	83582	84584	85472	89034	91262	94930
moins les importations de produits	(8200)	(7306)	(8353)	(8759)	(8726)	(10281)	(13821)	(15392)	(18403)
plus les exportations de produits	9846	13291	12484	12660	12413	12413	12363	12363	12363
transferts régionaux nets -int./+ext.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
stocks de produits +aj./-ret.	(1266)	(1108)	(134)	165	(265)	441	276	506	0
plus la consommation propre	5020	5418	5458	5465	5536	5597	5833	6001	6237
total	**86104**	**93284**	**93036**	**93113**	**93542**	**93642**	**93685**	**94740**	**95126**
par jour	235,9	254,9	254,9	255,1	256,3	255,9	256,7	258,9	260,6
sources des charges (milliers de mètres cubes par jour)									
canadien: lourd	18,4	17,8	18,1	18,0	18,0	20,0	22,0	21,2	22,1
léger	143,5	149,5	149,3	149,2	150,4	148,1	147,0	140,7	126,5
importations	64,7	73,9	75,5	75,9	75,9	75,8	77,3	86,6	101,9
changements de stocks	(1,4)	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total partiel	225,2	242,1	242,9	243,1	244,3	243,9	246,3	248,5	250,5
pétrole partiellement raffiné et autre matériel	8,1	9,7	9,3	9,3	9,3	9,3	7,7	7,7	7,5
butanes des usines de gaz	2,6	3,0	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
total	**235,9**	**254,9**	**254,9**	**255,1**	**256,3**	**255,9**	**256,7**	**258,9**	**260,6**

scénario élevé

besoins en charges (milliers de mètres cubes)	**1987 [a]**	**1988**	**1989**	**1990**	**1991**	**1992**	**1995**	**2000**	**2005**
demande de produits canadiens [b]	80654	81806	82074	82823	84307	85342	87678	92380	96327
moins les importations de produits	(8200)	(6099)	(6480)	(7324)	(8026)	(8816)	(11477)	(14995)	(18083)
plus les exportations de produits	9846	13332	12484	12530	12133	12133	12083	12083	12083
transferts régionaux nets -int./+ext.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
stocks de produits +aj./-ret.	(1266)	(784)	(347)	98	112	48	570	585	0
plus la consommation propre	5020	5351	5376	5439	5545	5622	5799	6130	6401
total	**86104**	**93605**	**93107**	**93566**	**94071**	**94329**	**94652**	**96182**	**96728**
par jour	235,9	255,8	255,1	256,3	257,7	257,7	259,3	262,8	265,0
sources des charges (milliers de mètres cubes par jour)									
canadien: lourd	18,4	17,8	18,1	18,6	19,1	20,5	23,0	24,7	25,7
léger	143,5	150,7	148,7	149,5	150,3	150,5	161,7	175,2	176,6
importations	64,7	73,9	76,3	76,3	76,3	74,7	62,6	50,9	50,7
changements de stocks	(1,4)	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total partiel	225,2	243,3	243,1	244,4	245,8	245,8	247,3	250,8	253,0
pétrole partiellement raffiné et autre matériel	8,1	9,7	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3
butanes des usines de gaz	2,6	2,7	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
total	**235,9**	**255,8**	**255,1**	**256,3**	**257,7**	**257,7**	**259,3**	**262,8**	**265,0**

Nota: [a] Fondées sur les données de Statistique Canada, nº 45-004 du catalogue.
[b] La demande de produits canadiens comprend la consommation au titre de l'utilisation finale, les ventes de GPL des raffineries et le mazout utilisé pour produire de l'électricité et de la vapeur.

Tableau A7-16 (suite)

Besoins en charges d'alimentation des raffineries et sources des charges
Canada et régions

provinces de l'Atlantique

scénario bas

besoins en charges (milliers de mètres cubes)	1987 [a]	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
demande de produits canadiens [b]	10314	10800	11126	11087	11356	11581	12933	12244	13053
moins les importations de produits	(2207)	(2635)	(2460)	(2718)	(2985)	(3335)	(4479)	(3926)	(4811)
plus les exportations de produits	3184	7154	6314	6490	6243	6243	6193	6193	6193
transferts régionaux nets -int./+ext.	571	1065	1175	1156	1393	1410	1356	1390	1482
stocks de produits +aj./-ret	(191)	(267)	(106)	35	26	164	(70)	112	0
plus la consommation propre	641	719	741	740	758	773	857	822	873
total	**12312**	**16836**	**16790**	**16790**	**16790**	**16836**	**16790**	**16836**	**16790**
par jour	33,7	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0
sources des charges (milliers de mètres cubes par jour)									
canadien: lourd	0,4	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0	13,0
importations	34,3	44,8	45,6	46,0	46,0	46,0	46,0	36,0	33,0
changements de stocks	(1,0)	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total partiel	33,7	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0
pétrole partiellement raffiné et autre matériel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
butanes des usines de gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	**33,7**	**46,0**	**46,0**	**46,0**	**46,0**	**46,0**	**46,0**	**46,0**	**46,0**

scénario élevé

besoins en charges (milliers de mètres cubes)	1987 [a]	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
demande de produits canadiens [b]	10314	10086	10198	10657	11563	11904	12292	13018	12574
moins les importations de produits	(2207)	(1747)	(1564)	(2333)	(3221)	(3574)	(3973)	(4625)	(4319)
plus les exportations de produits	3184	7154	6314	6490	6243	6243	6193	6193	6193
transferts régionaux nets -int./+ext.	571	1065	1175	1156	1393	1410	1356	1390	1482
stocks de produits +aj./-ret.	(191)	(400)	(20)	104	38	55	94	(20)	0
plus la consommation propre	641	677	687	717	774	797	828	881	860
total	**12312**	**16836**	**16790**	**16790**	**16790**	**16836**	**16790**	**16836**	**16790**
par jour	33,7	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0
sources des charges (milliers de mètres cubes par jour)									
canadien: lourd	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5
léger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	13,4	25,0	25,0
importations	34,3	44,8	45,6	45,6	45,6	44,1	32,1	20,5	20,5
changements de stocks	(1,0)	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total partiel	33,7	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0
pétrole partiellement raffiné et autre matériel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
butanes des usines de gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	**33,7**	**46,0**	**46,0**	**46,0**	**46,0**	**46,0**	**46,0**	**46,0**	**46,0**

Nota: [a] Fondées sur les données de Statistique Canada, nº 45-004 du catalogue.
[b] La demande de produits canadiens comprend la consommation au titre de l'utilisation finale, les ventes de GPL des raffineries et le mazout utilisé pour produire de l'électricité et de la vapeur.

Tableau A7-16 (suite)
Besoins en charges d'alimentation des raffineries et sources des charges
Canada et régions

Québec

scénario bas

besoins en charges (milliers de mètres cubes)	1987 [a]	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
demande de produits canadiens [b]	17382	17579	17782	17883	18178	18398	18998	19472	20136
moins les importations de produits	(4137)	(1916)	(2529)	(2563)	(2808)	(3038)	(3781)	(4284)	(5491)
plus les exportations de produits	1107	935	940	940	940	940	940	940	940
transferts régionaux nets -int./+ext.	308	(133)	(405)	(401)	(501)	(505)	(412)	(401)	138
stocks de produits +aj./-ret.	86	(554)	65	(15)	18	67	39	79	0
plus la consommation propre	876	925	937	946	963	974	1006	1030	1067
total	**15450**	**16836**	**16790**	**16790**	**16790**	**16836**	**16790**	**16836**	**16790**
par jour	42,3	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0
sources des charges (milliers de mètres cubes par jour)									
canadien: lourd	2,8	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6	1,7	0,0	0,0
léger	10,5	15,6	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	0,0	0,0
importations	27,6	26,9	27,7	27,7	27,7	27,7	29,2	45,9	45,9
changements de stocks	(0,4)	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total partiel	40,5	44,4	44,2	44,2	44,2	44,3	45,9	45,9	45,9
pétrole partiellement raffiné et autre matériel	1,8	1,6	1,8	1,8	1,8	1,7	0,1	0,1	0,1
butanes des usines de gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	**42,3**	**46,0**	**46,0**	**46,0**	**46,0**	**46,0**	**46,0**	**46,0**	**46,0**

scénario élevé

besoins en charges (milliers de mètres cubes)	1987 [a]	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
demande de produits canadiens [b]	17382	17392	17531	17624	17821	17979	18406	19368	20145
moins les importations de produits	(4137)	(1813)	(2102)	(2330)	(2424)	(2575)	(3211)	(4201)	(5504)
plus les exportations de produits	1107	945	940	940	940	940	940	940	940
transferts régionaux nets -int./+ext.	308	(133)	(405)	(401)	(501)	(505)	(412)	(401)	138
stocks de produits +aj./-ret.	86	(470)	(97)	25	11	45	92	102	0
plus la consommation propre	876	915	923	933	943	952	975	1028	1071
total	**15450**	**16836**	**16790**	**16790**	**16790**	**16836**	**16790**	**16836**	**16790**
par jour	42,3	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0
sources des charges (milliers de mètres cubes par jour)									
canadien: lourd	2,8	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6	1,7	1,8	2,0
léger	10,5	15,6	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
importations	27,6	26,9	27,7	27,7	27,7	27,7	27,5	27,5	27,2
changements de stocks	(0,4)	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total partiel	40,5	44,4	44,2	44,2	44,2	44,3	44,2	44,3	44,2
pétrole partiellement raffiné et autre matériel	1,8	1,6	1,8	1,8	1,8	1,7	1,8	1,7	1,8
butanes des usines de gaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	**42,3**	**46,0**	**46,0**	**46,0**	**46,0**	**46,0**	**46,0**	**46,0**	**46,0**

Nota: [a] Fondées sur les données de Statistique Canada, nº 45-004 du catalogue.
[b] La demande de produits canadiens comprend la consommation au titre de l'utilisation finale, les ventes de GPL des raffineries et le mazout utilisé pour produire de l'électricité et de la vapeur.

Tableau A7-16 (suite)

Besoins en charges d'alimentation des raffineries et sources des charges
Canada et régions

Ontario

scénario bas

besoins en charges (milliers de mètres cubes)	1987 [a]	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
demande de produits canadiens [b]	27241	28065	28465	28816	29449	30047	31654	33390	34300
moins les importations de produits	(1376)	(2305)	(2825)	(2943)	(2423)	(3434)	(5117)	(6771)	(7592)
plus les exportations de produits	3305	3060	3060	3060	3060	3060	3060	3060	3060
transferts régionaux nets -int./+ext.	(1861)	(1791)	(1752)	(1853)	(1870)	(1901)	(2044)	(2109)	(2231)
stocks de produits +aj./-ret.	(1326)	(10)	(41)	164	(292)	189	199	126	0
plus la consommation propre	2048	2261	2293	2320	2371	2418	2543	2682	2757
total	**28031**	**29280**	**29200**	**29565**	**30295**	**30378**	**30295**	**30378**	**30295**
par jour	76,8	80,0	80,0	81,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0
sources des charges (milliers de mètres cubes par jour)									
canadien: lourd	10,5	11,7	11,9	12,2	12,2	13,7	15,1	15,7	16,2
léger	61,0	63,1	63,2	63,9	65,9	64,4	63,0	59,8	41,0
importations	2,7	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	4,8	23,1
changements de stocks	(0,1)	(0,2)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total partiel	74,1	76,7	77,3	78,3	80,3	80,3	80,3	80,3	80,3
pétrole partiellement raffiné et autre matériel	2,6	3,1	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
butanes des usines de gaz	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
total	**76,8**	**80,0**	**80,0**	**81,0**	**83,0**	**83,0**	**83,0**	**83,0**	**83,0**

scénario élevé

besoins en charges (milliers de mètres cubes)	1987 [a]	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
demande de produits canadiens [b]	27241	27812	28121	28502	28985	29542	30830	32610	34687
moins les importations de produits	(1376)	(2160)	(2374)	(2286)	(1996)	(2312)	(3954)	(5796)	(7741)
plus les exportations de produits	3305	3062	3060	2930	2780	2780	2780	2780	2780
transferts régionaux nets -int./+ext.	(1861)	(1791)	(1752)	(1853)	(1870)	(1901)	(2044)	(2109)	(2231)
stocks de produits +aj./-ret.	(1326)	116	(121)	(27)	59	(113)	200	265	0
plus la consommation propre	2048	2241	2267	2298	2338	2383	2484	2628	2800
total	**28031**	**29280**	**29200**	**29565**	**30295**	**30378**	**30295**	**30378**	**30295**
par jour	76,8	80,0	80,0	81,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0
sources des charges (milliers de mètres cubes par jour)									
canadien: lourd	10,5	11,7	11,9	12,4	12,6	13,8	15,3	16,0	16,8
léger	61,0	63,1	62,4	62,9	64,7	63,5	62,0	61,3	60,5
importations	2,7	2,2	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
changements de stocks	(0,1)	(0,2)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total partiel	74,1	76,7	77,3	78,3	80,3	80,3	80,3	80,3	80,3
pétrole partiellement raffiné et autre matériel	2,6	3,1	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
butanes des usines de gaz	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
total	**76,8**	**80,0**	**80,0**	**81,0**	**83,0**	**83,0**	**83,0**	**83,0**	**83,0**

Nota: [a] Fondées sur les données de Statistique Canada, nº 45-004 du catalogue.
[b] La demande de produits canadiens comprend la consommation au titre de l'utilisation finale, les ventes de GPL des raffineries et le mazout utilisé pour produire de l'électricité et de la vapeur.

Tableau A7-16 (suite)
Besoins en charges d'alimentation des raffineries et sources des charges
Canada et régions

Prairies

scénario bas

besoins en charges (milliers de mètres cubes)	1987 [a]	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
demande de produits canadiens [b]	16642	16977	16719	16396	16202	16060	16021	16489	17401
moins les importations de produits	(35)	0	0	0	0	0	0	0	0
plus les exportations de produits	836	799	805	805	805	805	805	805	805
transferts régionaux nets -int./+ext.	3087	3021	4396	4438	4341	4376	4581	4906	4623
stocks de produits +aj./-ret.	(106)	(434)	(41)	(24)	(19)	4	65	121	0
plus la consommation propre	1050	1026	1004	981	966	954	946	975	1028
total	**21474**	**21390**	**22883**	**22595**	**22294**	**22199**	**22417**	**23296**	**23858**
par jour	58,8	58,4	62,7	61,9	61,1	60,7	61,4	63,7	65,4
sources des charges (milliers de mètres cubes par jour)									
canadien: lourd	4,5	4,3	4,3	4,3	4,3	4,7	5,2	5,5	5,9
léger	51,0	50,8	55,3	54,6	53,7	52,9	53,2	55,1	56,4
importations	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
changements de stocks	0,1	(0,1)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total partiel	55,6	55,1	59,6	58,9	58,0	57,6	58,4	60,5	62,3
pétrole partiellement raffiné et autre matériel	0,8	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
butanes des usines de gaz	2,4	2,8	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
total	**58,8**	**58,4**	**62,7**	**61,9**	**61,1**	**60,7**	**61,4**	**63,7**	**65,4**

scénario élevé

besoins en charges (milliers de mètres cubes)	1987 [a]	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
demande de produits canadiens [b]	16642	17076	16900	16796	16734	16722	17000	17967	18936
moins les importations de produits	(35)	0	0	0	0	0	0	0	0
plus les exportations de produits	836	828	805	805	805	805	805	805	805
transferts régionaux nets -int./+ext.	3087	2909	4330	4430	4262	4283	4413	4711	4578
stocks de produits +aj./-ret.	(106)	(165)	(106)	(4)	0	54	140	143	0
plus la consommation propre	1050	1038	1025	1021	1022	1023	1047	1114	1161
total	**21474**	**21686**	**22954**	**23048**	**22823**	**22886**	**23404**	**24739**	**25480**
par jour	58,8	59,3	62,9	63,1	62,5	62,5	64,1	67,6	69,8
sources des charges (milliers de mètres cubes par jour)									
canadien: lourd	4,5	4,3	4,3	4,3	4,6	4,7	5,5	6,4	6,4
léger	51,0	52,0	55,5	55,8	54,9	54,8	55,6	58,2	60,4
importations	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
changements de stocks	0,1	(0,1)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total partiel	55,6	56,2	59,8	60,1	59,5	59,5	61,1	64,5	66,8
pétrole partiellement raffiné et autre matériel	0,8	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
butanes des usines de gaz	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
total	**58,8**	**59,3**	**62,9**	**63,1**	**62,5**	**62,5**	**64,1**	**67,6**	**69,8**

Nota: [a] Fondées sur les données de Statistique Canada, nº 45-004 du catalogue.
[b] La demande de produits canadiens comprend la consommation au titre de l'utilisation finale, les ventes de GPL des raffineries et le mazout utilisé pour produire de l'électricité et de la vapeur.

Tableau A7-16 (suite)

Besoins en charges d'alimentation des raffineries et sources des charges
Canada et régions

Colombie-Britannique et Territoires

scénario bas

besoins en charges (milliers de mètres cubes)	1987 [a]	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
demande de produits canadiens [b]	9074	9569	9490	9400	9400	9388	9430	9667	10039
moins les importations de produits	(446)	(450)	(540)	(535)	(510)	(474)	(444)	(412)	(510)
plus les exportations de produits	1415	1343	1365	1365	1365	1365	1365	1365	1365
transferts régionaux nets -int./+ext.	(2105)	(2162)	(3414)	(3340)	(3363)	(3380)	(3481)	(3786)	(4012)
stocks de produits +aj./-ret.	485	156	(11)	5	3	17	43	67	0
plus la consommation propre	405	487	483	478	479	478	480	492	511
total	**8828**	**8943**	**7373**	**7373**	**7373**	**7393**	**7393**	**7393**	**7393**
par jour	24,2	24,4	20,2	20,2	20,2	20,2	20,3	20,2	20,3
sources des charges (milliers de mètres cubes par jour)									
canadien: lourd	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
léger	21,0	20,0	15,8	15,8	15,8	15,8	15,9	15,8	16,1
importations	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
changements de stocks	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total partiel	21,2	20,0	15,8	15,8	15,8	15,8	15,9	15,8	16,1
pétrole partiellement raffiné et autre matériel	2,9	4,4	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,1
butanes des usines de gaz	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
total	**24,2**	**24,4**	**20,2**	**20,2**	**20,2**	**20,2**	**20,3**	**20,2**	**20,3**

scénario élevé

besoins en charges (milliers de mètres cubes)	1987 [a]	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
demande de produits canadiens [b]	9074	9439	9325	9244	9204	9195	9150	9417	9984
moins les importations de produits	(446)	(380)	(440)	(374)	(384)	(355)	(339)	(373)	(519)
plus les exportations de produits	1415	1343	1365	1365	1365	1365	1365	1365	1365
transferts régionaux nets -int./+ext.	(2105)	(2050)	(3348)	(3332)	(3284)	(3287)	(3313)	(3591)	(3967)
stocks de produits +aj./-ret.	485	135	(3)	0	4	7	44	96	0
plus la consommation propre	405	480	474	470	468	468	465	480	509
total	**8828**	**8967**	**7373**	**7373**	**7373**	**7393**	**7373**	**7393**	**7373**
par jour	24,2	24,5	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2
sources des charges (milliers de mètres cubes par jour)									
canadien: lourd	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
léger	21,0	20,0	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8
importations	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
changements de stocks	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total partiel	21,2	20,0	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8
pétrole partiellement raffiné et autre matériel	2,9	4,4	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
butanes des usines de gaz	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
total	**24,2**	**24,5**	**20,2**	**20,2**	**20,2**	**20,2**	**20,2**	**20,2**	**20,2**

Nota: [a] Fondées sur les données de Statistique Canada, nº 45-004 du catalogue.
[b] La demande de produits canadiens comprend la consommation au titre de l'utilisation finale, les ventes de GPL des raffineries et le mazout utilisé pour produire de l'électricité et de la vapeur.

Tableau A7-17
Offre et disposition de pétrole brut et d'équivalents canadiens
Canada

(milliers de mètres cubes)

scénario bas

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
pétrole brut lourd										
offre intérieure										
production réelle et capacité de production	64,2	74,2	76,4	74,6	79,0	75,6	68,1	59,4	55,4	61,0
stock -aj./+ret.	3,6	-0,4								
total - offre intérieure	**67,8**	**73,8**	**76,4**	**74,6**	**79,0**	**75,6**	**68,1**	**59,4**	**55,4**	**61,0**
disposition de l'offre intérieure										
charges d'alimentation										
Atlantique	0,3	0,4	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Québec	2,4	2,8	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6	1,7	0,0	0,0
Ontario	8,3	10,5	11,7	11,9	12,2	12,2	13,7	15,1	15,7	16,2
Est du Canada	11,0	13,6	13,5	13,8	13,7	13,7	15,3	16,8	15,7	16,2
Prairies et T. N.-O.	4,5	4,5	4,3	4,3	4,3	4,3	4,7	5,2	5,5	5,9
Colombie-Britannique et Yukon	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ouest canadien	4,5	4,7	4,3	4,3	4,3	4,3	4,7	5,2	5,5	5,9
Canada	15,5	18,4	17,8	18,1	18,0	18,0	20,0	22,0	21,2	22,1
exportations	**52,3**	**55,4**	**58,6**	**56,5**	**61,0**	**57,6**	**48,1**	**37,4**	**34,2**	**38,9**
pétrole brut léger et équivalents										
offre intérieure										
production réelle et capacité de production										
côte est									10,0	13,0
mer de Beaufort										
Ouest canadien	185,8	194,6	195,5	193,5	184,2	178,8	177,0	161,3	137,7	120,5
stock -aj./+ret.	0,1	-6,9								
total - offre intérieure	**185,9**	**187,7**	**195,5**	**193,5**	**184,2**	**178,8**	**177,0**	**161,3**	**147,7**	**133,5**
disposition de l'offre intérieure										
charges d'alimentation										
Atlantique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0	13,0
Québec	13,2	10,5	15,6	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	0,0	0,0
Ontario	62,5	61,0	63,1	63,2	63,9	65,9	64,4	63,0	59,8	41,0
Est du Canada	75,7	71,5	78,7	78,2	78,9	80,9	79,4	78,0	69,8	54,0
Prairies et T. N.-O.	48,1	51,0	50,8	55,3	54,6	53,7	52,9	53,2	55,1	56,4
Colombie-Britannique et Yukon	20,8	21,0	20,0	15,8	15,8	15,8	15,8	15,9	15,8	16,1
Ouest canadien	68,9	71,9	70,8	71,1	70,3	69,5	68,7	69,0	70,9	72,5
Canada	144,6	143,5	149,5	149,3	149,2	150,4	148,1	147,0	140,7	126,5
exportations min. via Rangeland			7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
total - exportations	**41,3**	**44,2**	**46,0**	**44,2**	**35,0**	**28,4**	**28,9**	**14,3**	**7,0**	**7,0**

Tableau A7-17 (suite)
Offre et disposition de pétrole brut et d'équivalents canadiens
Canada

(milliers de mètres cubes)

scénario élevé

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
pétrole brut lourd										
offre intérieure										
production réelle et capacité de production	64,2	74,2	79,7	83,3	97,7	102,2	98,3	127,6	122,4	123,7
stock -aj./+ret.	3,6	-0,4								
total - offre intérieure	**67,8**	**73,8**	**79,7**	**83,3**	**97,7**	**102,2**	**98,3**	**127,6**	**122,4**	**123,7**
disposition de l'offre intérieure										
charges d'alimentation										
Atlantique	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5
Québec	2,4	2,8	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6	1,7	1,8	2,0
Ontario	8,3	10,5	11,7	11,9	12,4	12,6	13,8	15,3	16,0	16,8
Est du Canada	11,0	13,6	13,5	13,8	14,3	14,5	15,8	17,5	18,3	19,3
Prairies et T. N.-O.	4,5	4,5	4,3	4,3	4,3	4,6	4,7	5,5	6,4	6,4
Colombie-Britannique et Yukon	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ouest canadien	4,5	4,7	4,3	4,3	4,3	4,6	4,7	5,5	6,4	6,4
Canada	15,5	18,4	17,8	18,1	18,6	19,1	20,5	23,0	24,7	25,7
exportations	**52,3**	**55,4**	**61,9**	**65,2**	**79,1**	**83,1**	**77,8**	**104,6**	**97,7**	**98,0**
pétrole brut léger et équivalents										
offre intérieure										
production réelle et capacité de production										
côte est							1,5	13,4	25,0	25,0
mer de Beaufort					1,9	1,9	1,9	2,0	24,0	24,0
Ouest canadien	185,8	194,6	198,9	199,0	189,8	184,4	184,0	161,0	153,4	149,2
stock -aj./+ret.	0,1	-6,9								
total - offre intérieure	**185,9**	**187,7**	**198,9**	**199,0**	**191,7**	**186,3**	**187,4**	**176,4**	**202,4**	**198,2**
disposition de l'offre intérieure										
charges d'alimentation										
Atlantique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	13,4	25,0	25,0
Québec	13,2	10,5	15,6	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Ontario	62,5	61,0	63,1	62,4	62,9	64,7	63,5	62,0	61,3	60,5
Est du Canada	75,7	71,5	78,7	77,4	77,9	79,7	79,9	90,4	101,2	100,5
Prairies et T. N.-O.	48,1	51,0	52,0	55,5	55,8	54,9	54,8	55,6	58,2	60,4
Colombie-Britannique et Yukon	20,8	21,0	20,0	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8	15,8
Ouest canadien	68,9	71,9	72,0	71,3	71,6	70,7	70,6	71,4	74,0	76,2
Canada	144,6	143,5	150,7	148,7	149,5	150,3	150,5	161,7	175,2	176,6
exportations min. via Rangeland			7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
total - exportations	**41,3**	**44,2**	**48,2**	**50,3**	**42,2**	**36,0**	**36,9**	**14,7**	**27,2**	**21,6**

Tableau A7-18
Grands projets énergétiques compris dans nos prévisions

projet	taux maximal de production	année de première production scénario bas	année de première production scénario élevé
pétrole	(milliers de mètres cubes par jour)		
usine Bi-Provincial	7	1992	1992
Hibernia	18		1995
projet minier 1	12		1996
Amauligak	24		1997
usine de valorisation	10		1998
projet minier 2	12		2000
projet minier 3	12		2004
gaz naturel	(millions de mètres cubes par jour)		
delta du Mackenzie	32	1999	1999
champs Venture	18		2004

Annexe 8

Tableau A8-1

Données historiques - Production de liquides de gaz naturel - Canada

(milliers de mètres cubes par jour)

	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976
éthane										
usines de gaz[a]	-	0,1	0,3	0,4	1,0	0,9	1,1	1,7	1,7	1,5
propane										
usines de gaz[a]	6,4	7,1	8,2	9,8	12,2	14,5	16,4	16,3	17,0	16,2
raffineries[b]	2,0	2,0	2,1	2,3	2,3	2,3	2,6	2,6	3,1	3,5
total	8,4	9,1	10,3	12,1	14,5	16,8	19,0	18,9	20,1	19,7
butanes										
usines de gaz[a]	4,2	4,8	5,2	6,4	8,0	9,6	10,8	11,0	11,2	10,8
raffineries[b]	1,7	1,6	1,5	1,2	0,7	0,4	0,7	0,9	1,0	1,0
total	5,9	6,4	6,7	7,6	8,7	10,0	11,5	11,9	12,2	11,8
pentanes plus										
usines de gaz[a,c]	13,3	14,4	16,9	19,4	21,0	26,8	27,6	26,4	24,8	21,8

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
éthane										
usines de gaz[a]	1,8	4,8	10,8	13,1	13,8	12,7	13,9	16,6	18,1	20,9
propane										
usines de gaz[a]	16,3	15,5	16,9	16,2	15,8	15,8	15,3	16,5	16,9	17,3
raffineries[b]	3,7	3,6	3,5	3,8	3,7	3,2	3,5	3,6	3,1	3,6
total	20,0	19,1	20,4	20,0	19,5	19,0	18,8	20,1	20,0	20,9
butanes										
usines de gaz[a]	10,9	10,1	10,9	10,2	9,8	9,8	9,5	9,8	9,7	9,6
raffineries[b]	1,4	1,5	1,9	2,3	2,9	2,5	2,6	2,4	2,2	2,3
total	12,3	11,6	12,8	12,5	12,7	12,3	12,1	12,2	11,9	11,9
pentanes plus										
usines de gaz[a,c]	21,5	19,4	19,3	17,4	16,7	16,4	15,4	16,1	17,2	17,4

Nota: [a] Les données sur la production provinciale de LGN dans les usines de traitement du gaz ont été redressées à la hausse afin de tenir compte de chacune des composantes des liquides de gaz faisant partie des mélanges injectés comme fluides miscibles ou utilisés dans d'autres procédés d'injection. La production d'éthane aux fins de spécifications n'a commencé qu'en 1974.

[b] L'usage propre n'a pas été comptabilisé dans la production des raffineries. Source: Statistiques Canada, 1967 - 1974; résumés des formulaires ONE 145, 1975 - 1986.

[c] Inclut le condensat produit sur place.

Tableau A8-2
Production de liquides de gaz naturel - Canada

(milliers de mètres cubes par jour)

scénario bas

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
éthane									
usines de gaz	25,5	28,1	28,9	29,5	29,3	29,4	28,4	27,3	26,6
propane									
usines de gaz	19,1	20,6	20,8	20,5	20,4	20,6	20,5	19,8	20,1
raffineries	3,9	4,1	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,3
total	23,0	24,7	25,0	24,7	24,6	24,8	24,7	24,0	24,4
butanes									
usines de gaz	10,5	11,1	11,5	11,3	11,2	11,3	11,2	10,6	10,7
raffineries	3,5	3,7	3,7	3,7	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
total	14,0	14,8	15,2	15,0	15,0	15,1	15,0	14,4	14,5
pentanes plus[a]									
usines de gaz	18,6	19,2	18,7	18,0	18,1	17,7	17,1	18,5	19,7

scénario élevé

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
éthane									
usines de gaz	25,5	28,2	29,2	30,0	30,0	30,2	29,3	27,3	26,6
propane									
usines de gaz	19,1	20,7	21,2	21,1	21,3	21,5	21,9	21,3	21,3
raffineries	3,9	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,3	4,3
total	23,0	24,9	25,4	25,3	25,5	25,7	26,1	25,6	25,6
butanes									
usines de gaz	10,5	11,2	11,7	11,7	11,7	11,8	12,0	11,6	11,5
raffineries	3,5	3,7	3,7	3,8	3,8	3,8	3,8	3,9	3,9
total	14,0	14,9	15,4	15,5	15,5	15,6	15,8	15,5	15,4
pentanes plus[a]									
usines de gaz	18,6	19,3	19,1	18,6	18,9	18,6	18,2	20,0	22,5

Nota: [a] inclut le condensat produit sur place.

Tableau A8-3

Production d'éthane des usines de traitement du gaz - Canada et provinces

(mètres cubes par jour)

scénario bas

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
Alberta									
Bonnie Glen (Texaco)	749	725	1299	1761	1553	1447	1074	788	590
Brazeau River (Chevron)*	50	125	118	93	74	59	30	10	3
Elmworth (Cdn Hunter)*	598	750	800	800	800	760	600	300	150
Elmworth (Esso)*	730	900	900	900	865	830	500	200	100
Judy Creek (Esso)*	2402	2366	2317	2216	2116	2069	1750	1389	1579
Jumping Pound (Shell)	411	400	389	379	366	349	289	260	150
Kaybob South (Chevron)*	723	750	750	725	700	650	500	200	100
Peco (Ocelot)*	120	130	125	120	115	110	100	70	60
Rainbow (total)*	862	839	810	735	637	550	342	150	200
Turner Valley (W. Decalta)	154	160	160	160	160	160	160	100	60
Waterton (Shell)	709	676	633	598	572	551	377	166	83
Wembley (Dome)*	363	400	400	400	400	400	400	350	300
autres*	101	112	110	109	103	88	54	26	13
total partiel	7972	8333	8811	8996	8461	8023	6176	4009	3388
Cochrane	6280	6562	6265	6296	6296	6421	6421	6421	6421
Ellerslie	1828	1850	1853	1877	1881	1884	1884	1900	1925
Empress	9202	11094	11727	12026	12409	12861	13641	14700	14700
Fort Saskatchewan (Norcen)	108	108	108	108	108	108	108	108	108
total pour l'Alberta	25390	27947	28764	29303	29155	29297	28230	27138	26542
total pour la Saskatchewan	150	155	155	152	150	147	135	120	90
total pour le Canada	25540	28102	28919	29455	29305	29444	28365	27258	26632

Nota: [*] La totalité ou une partie de la production est sous forme de mélange d'éthane plus.

scénario élevé

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
Alberta									
usines sur place total partiel[a]	7972	8333	8811	8996	8461	8023	6176	4009	3388
Cochrane	6280	6562	6265	6296	6296	6421	6421	6421	6421
Ellerslie	1828	1850	1853	1877	1881	1884	1884	1900	1925
Empress	9202	11178	12027	12597	13077	13634	14621	14700	14700
Fort Saskatchewan (Norcen)	108	108	108	108	108	108	108	108	108
total pour l'Alberta	25390	28031	29064	29874	29823	30070	29210	27138	26542
total pour la Saskatchewan	150	155	155	152	150	147	135	120	90
total pour le Canada	25540	28186	29219	30026	29973	30217	29345	27258	26632

Nota: [a] Voir les détails se rapportant au scénario bas.

Tableau A8-4
Production de propane des usines de traitement du gaz - Canada et provinces

(mètres cubes par jour)

scénario bas

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
total pour la Colombie-Britannique	632	682	700	698	710	723	739	722	701
Alberta									
des usines existantes									
Acheson (ICG)	92	81	72	64	56	50	35	19	10
Ante Creek (Amoco)*	24	24	24	23	22	20	16	10	10
Bonnie Glen (Texaco)	1021	910	874	742	646	564	403	288	206
Brazeau (Chevron)*	76	90	80	64	51	40	20	7	2
Brazeau (Petro-Canada, 2 usines)*	154	143	116	94	78	66	43	20	99
Brazeau (Wolcott)*	87	74	61	50	42	34	20	8	2
Campbell Namao (Norcen)	21	19	17	15	14	12	9	4	2
Caroline (toutes les usines)	148	141	133	127	120	114	98	76	59
Carrot Creek (toutes les usines)*	41	35	30	26	23	20	12	8	5
Carson Creek (Mobil)	245	241	215	193	175	161	106	38	10
Carstairs (Home)	209	194	172	149	131	115	72	53	39
Cranberry (toutes les usines)*	104	107	104	101	98	95	83	66	53
Crossfield (Petrogas)	118	108	98	90	82	75	57	36	23
Elmworth (Cdn Hunter)*	252	248	224	200	178	159	113	64	37
Elmworth (Esso)*	239	214	192	171	153	137	98	56	32
Ferrier (Amerada)	183	170	158	147	136	127	102	70	49
Ferrier (autres)*	40	36	32	28	25	23	17	11	6
Garrington (toutes les usines)*	118	105	96	85	76	68	50	30	21
Ghost Pine (Gulf)*	42	41	40	38	37	37	29	19	13
Gilby (toutes les usines)*	100	106	110	110	104	98	77	56	42
Harmattan Elkton (Cdn Sup)	403	381	362	341	323	305	259	196	148
Homeglen-Rimbey (Gulf)	905	857	811	768	727	689	585	445	339
Hussar (toutes les usines)*	66	65	63	62	60	58	50	39	31
Joffre (toutes les usines)*	20	19	17	15	13	11	8	5	3
Judy Creek (Esso)*	1546	1553	1496	1433	1368	1304	1128	893	1112
Jumping Pound (Shell)	167	162	157	153	148	141	117	86	62
Karr (Canadian Hunter)*	124	163	163	163	162	162	152	102	68
Kaybob (Petro-Canada)*	102	96	91	81	72	64	45	27	15
Kaybob South (Chevron)*	374	338	301	267	317	255	146	62	48
Kaybob South (Dome)*	391	375	335	290	298	253	163	73	41
Leduc-Woodbend (Esso)	130	125	120	117	115	110	110	110	110
Minnehik-Buck L. (Norcen)*	39	35	32	29	26	24	18	11	7
Mitsue (Chevron)	0	0	342	342	330	302	229	143	88
Nevis (Gulf)	262	210	168	134	108	86	44	14	5
Nipisi (Amoco)*	158	158	158	158	150	126	73	30	12
Niton (Esso)*	28	37	37	37	37	37	37	27	17
Paddle R (Canadian Oxy.)*	95	90	84	79	75	70	58	43	32
Peco (Ocelot)*	56	52	49	46	42	40	34	27	22
Pembina (toutes les usines)	377	358	340	323	307	292	250	194	150
Quirk Creek (Esso)	48	80	111	106	102	99	89	63	44
Rainbow (toutes les usines)*	983	940	850	764	685	613	437	244	128
Redwater (Esso)	50	44	36	33	29	25	17	11	8
Ricinus (Amoco)	349	321	296	272	250	230	180	119	78
Simonette (Shell)*	29	25	22	19	17	15	11	7	4
Strachan (Gulf)	171	167	164	160	157	154	145	131	118
Sturgeon Lake South (Dome)*	21	19	16	14	12	10	6	3	1
Swan Hills (Shell)*	44	43	40	36	34	31	25	18	14
Sylvan Lake (Chevron)	58	52	46	40	35	31	22	14	8
Sylvan Lake (HBOG)	92	87	83	78	71	65	54	34	22
Sylvan Lake (General American)	25	29	34	32	31	29	18	9	4
Turner Valley (W. Decalta)	105	88	74	38	32	27	16	0	0
Twining (Mobil)*	26	34	42	40	37	33	25	16	10
Waterton (Shell)	345	324	302	248	241	235	163	72	37
Wayne Rosedale (toutes les usines)	39	37	35	34	31	29	25	19	14

Tableau A8-4 (suite)

Production de propane des usines de traitement du gaz - Canada et provinces

(mètres cubes par jour)

scénario bas

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
Wembley (Dome)*	232	231	221	212	202	192	156	118	114
Willesden Green (Dome)	48	44	41	38	35	33	26	18	12
Willesden Green (Texaco)*	34	31	28	24	22	20	15	10	7
autres usines sur place	830	850	820	790	760	725	600	475	375
total partiel	12086	11607	11237	10333	9708	8940	6996	4847	4028
Cochrane	1625	1698	1621	1629	1629	1661	1661	1661	1661
Ellerslie	834	850	872	876	880	873	870	809	742
Empress	3550	4280	4524	4640	4787	4962	5262	5676	5985
Fort Saskatchewan (Norcen)	64	64	64	64	64	64	64	64	64
production des usines sur place à partir des réserves non engagées et des additions aux réserves	0	1105	1560	1954	2395	3098	4696	5862	6739
total pour l'Alberta	18159	19604	19878	19496	19463	19598	19549	18919	19219
total pour la Saskatchewan	255	260	260	255	250	245	225	200	150
total pour le Manitoba	10	10	10	10	9	9	8	7	6
total pour le Canada	19056	20556	20848	20459	20432	20575	20521	19848	20076

Nota: [*] La totalité ou une partie de la production est sous forme de mélange de LGN.

scénario élevé

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
total pour la Colombie-Britannique	532	685	704	709	724	737	745	722	701
Alberta									
usines existantes[a]	12086	11607	11237	10333	9708	8940	6996	4847	4028
Cochrane	1625	1698	1621	1629	1629	1661	1661	1661	1661
Ellerslie	834	850	872	876	880	873	870	809	742
Empress	3550	4312	4640	4860	5045	5260	5641	6134	6200
Fort Saskatchewan (Norcen)	64	64	64	64	64	64	64	64	64
production des usines sur place à partir des réserves non engagées et des additions aux réserves	0	1180	1760	2378	2962	3696	5651	6855	6965
total pour l'Alberta	18159	19711	20194	20140	20288	20494	20883	20370	19660
total pour la Saskatchewan	255	260	260	255	250	245	225	200	150
total pour le Manitoba	10	10	10	10	9	9	8	7	6
total pour les régions pionnières	0	0	0	0	0	0	0	0	750
total pour le Canada	19056	20666	21168	21114	21271	21485	21861	21299	21267

Nota: [a] Voir le tableau du scénario bas pour plus de détails.

Tableau A8-5
Production de butanes des usines de traitement du gaz - Canada et provinces

(mètres cubes par jour)

scénario bas

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
total pour la Colombie-Britannique	388	431	435	430	431	433	429	409	387
Alberta									
des usines existantes									
Acheson (ICG)	44	37	32	27	23	19	11	5	2
Ante Creek (Amoco)*	14	14	13	13	12	12	9	6	7
Bonnie Glen (Texaco)	626	574	487	420	359	313	224	160	115
Brazeau (Chevron)*	44	51	46	37	29	23	11	4	1
Brazeau (Petro-Canada, 2 usines)*	93	79	63	52	44	38	24	11	44
Brazeau (Wolcott)*	87	75	63	53	45	38	23	11	4
Campbell Namao (Norcen)	14	13	11	10	9	8	6	3	1
Caroline (toutes les usines)	153	145	138	131	125	118	102	79	61
Carrot Creek (toutes les usines)*	29	25	22	19	17	15	10	6	4
Carson Creek (Mobil)	139	119	105	81	72	64	41	14	3
Carstairs (Home)	145	137	121	112	98	86	52	38	28
Cranberry (toutes les usines)*	63	66	64	63	61	59	52	42	34
Crossfield (Petrogas)	83	76	70	64	59	54	41	27	17
Elmworth (Cdn Hunter)*	101	100	91	81	72	64	46	26	15
Elmworth (Esso)*	128	115	103	92	82	74	53	30	18
Ferrier (Amerada)	87	81	76	71	66	62	53	39	28
Ferrier (autres)*	55	53	45	38	33	29	20	11	5
Garrington (toutes les usines)*	72	64	58	51	46	41	30	19	13
Ghost Pine (Gulf)*	47	46	45	44	43	42	34	22	15
Gilby (toutes les usines)*	71	74	80	76	71	68	54	39	31
Harmattan Elkton (Cdn Sup)	273	251	231	212	195	179	140	92	60
Homeglen-Rimbey (Gulf)	524	493	463	435	409	385	319	234	172
Hussar (toutes les usines)*	62	60	59	58	57	54	47	37	30
Joffre (toutes les usines)*	17	16	15	12	11	10	7	6	3
Judy Creek (Esso)*	871	882	853	815	777	739	635	499	555
Jumping Pound (Shell)	146	142	138	134	129	123	102	75	54
Karr (Canadian Hunter)*	50	66	65	65	65	65	61	41	27
Kaybob (Petro-Canada)*	66	63	59	54	48	43	32	20	12
Kaybob South (Chevron)*	257	223	192	163	215	160	66	2	0
Kaybob South (Dome)*	289	272	244	215	232	186	105	34	19
Leduc-Woodbend (Esso)	125	215	205	197	190	184	167	47	21
Minnehik-Buck L. (Norcen)*	31	28	26	23	21	19	14	9	5
Mitsue (Chevron)	0	0	211	211	211	194	147	92	57
Nevis (Gulf)	176	141	113	90	72	58	30	10	3
Nipisi (Amoco)*	143	143	143	143	136	114	66	27	11
Niton (Esso)*	27	36	36	36	36	36	35	26	16
Paddle R (Canadian Oxy.)*	53	49	46	44	41	39	32	24	17
Peco (Ocelot)*	23	22	21	19	18	17	15	12	10
Pembina (toutes les usines)	253	240	228	217	206	196	168	130	100
Quirk Creek (Esso)	37	63	90	87	83	81	73	52	36
Rainbow (toutes les usines)*	783	749	699	644	587	533	393	253	220
Redwater (Esso)	36	32	28	25	22	19	14	9	6
Ricinus (Amoco)	192	179	185	167	151	137	99	87	56
Simonette (Shell)*	18	16	14	12	11	9	7	4	2
Strachan (Gulf)	137	102	87	74	63	54	36	6	4
Sturgeon Lake South (Dome)*	9	8	7	6	5	4	2	1	0
Swan Hills (Shell)*	4	4	4	4	3	3	3	2	1
Sylvan Lake (Chevron)	45	41	37	33	29	27	20	13	8
Sylvan Lake (HBOG)	54	55	51	46	43	39	33	20	13
Sylvan Lake (General American)	26	30	33	31	29	27	17	8	4
Turner Valley (W. Decalta)	63	53	44	37	31	26	15	0	0
Twining (Mobil)*	10	13	16	16	14	13	10	6	4
Waterton (Shell)	284	268	250	236	229	223	155	70	36
Wayne Rosedale (toutes les usines)	36	35	32	30	28	27	23	17	13

Tableau A8-5 (suite)

Production de butanes des usines de traitement du gaz - Canada et provinces

(mètres cubes par jour)

scénario bas

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
Wembley (Dome)*	153	153	147	141	135	129	108	82	80
Willesden Green (Dome)	47	43	40	37	34	32	25	17	11
Willesden Green (Texaco)*	21	19	17	15	13	12	9	6	4
autres usines sur place	259	288	276	255	240	219	166	107	85
total partiel	7695	7437	7138	6574	6185	5642	4290	2769	2201
Cochrane	503	525	501	504	504	514	514	514	514
Ellerslie	321	327	328	328	328	332	335	344	315
Empress	1377	1661	1755	1800	1858	1925	2042	2202	2322
Fort Saskatchewan (Norcen)	32	32	32	32	32	32	32	32	32
production des usines sur place à partir des réserves non engagées et des additions aux réserves	0	480	1114	1396	1711	2213	3354	4187	4813
total pour l'Alberta	9928	10462	10868	10634	10618	10658	10567	10048	10197
total pour la Saskatchewan	199	200	200	195	190	188	175	155	115
total pour le Manitoba	3	3	3	3	3	3	3	2	1
total pour le Canada	10518	11096	11506	11262	11242	11282	11174	10614	10700

Nota: [*] La totalité ou une partie de la production est sous forme de mélange de LGN.

scénario élevé

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
total pour la Colombie-Britannique	388	432	436	434	436	438	431	409	387
Alberta									
usines existantes[a]	7695	7437	7138	6574	6185	5642	4290	2769	2201
Cochrane	503	525	501	504	504	514	514	514	514
Ellerslie	321	327	328	328	328	332	335	344	315
Empress	1377	1673	1800	1886	1958	2041	2189	2380	2400
Fort Saskatchewan (Norcen)	32	32	32	32	32	32	32	32	32
production des usines sur place à partir des réserves non engagées et des additions aux réserves	0	540	1257	1699	2090	2640	4036	4997	4975
total pour l'Alberta	9928	10534	11056	11023	11097	11201	11396	11036	10437
total pour la Saskatchewan	199	200	200	195	190	188	175	155	115
total pour le Manitoba	3	3	3	3	3	3	3	2	1
total pour les régions pionnières	0	0	0	0	0	0	0	0	600
total pour le Canada	10518	11169	11695	11655	11726	11830	12005	11602	11540

Nota: [a] Voir le tableau du scénario bas pour plus de détails.

Tableau A8-6
Production de pentanes plus des usines de traitement du gaz - Canada et provinces

(milliers de mètres cubes par jour)

scénario bas

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
Colombie-Britannique[a]									
total	585	630	617	601	576	575	544	493	446
Alberta									
Bow River Pipelines									
Empress (Petro-Canada)	242	291	308	316	326	338	358	387	407
Provost*	52	47	45	43	40	38	33	25	20
Vulcan	28	25	24	21	20	18	14	6	4
autres	97	96	91	87	82	78	67	52	40
total	419	459	468	467	468	472	472	470	471
Co-ed Pipe Line									
Caroline (Dome)	169	153	136	122	109	98	71	45	33
Cochrane	198	206	197	198	198	202	202	202	202
Ellerslie (Dome)	146	147	148	148	149	150	145	150	138
Empress (Dome)	267	321	340	349	360	373	395	427	450
Empress (Wolcott)	40	48	51	52	54	56	59	64	67
Ferrier (4 usines)*	71	62	50	42	34	28	16	7	0
Garrington (4 usines)	25	16	13	10	8	7	3	1	0
Judy Creek (Esso)*	608	617	599	573	547	521	449	353	400
Leduc-Woodbend	74	71	68	66	65	62	62	62	62
Minnehik-Buck Lake (Norcen)*	250	227	205	186	169	155	116	71	43
Pembina*	191	181	172	163	155	147	127	98	76
Quirk Creek*	81	74	82	79	76	74	69	50	34
Ricinus (Amoco)	245	193	153	124	109	96	116	93	60
Ricinus West (Canterra)	129	124	114	106	101	96	76	18	9
Strachan (Gulf)	424	349	290	245	207	177	118	12	9
Willesden Green (Dome)	33	29	27	26	24	23	19	14	10
autres	26	22	18	14	10	6	4	2	0
total	2957	2840	2663	2503	2375	2271	2047	1669	1593
Cremona Pipeline									
Burnt Timber (Shell)	20	21	20	19	18	18	16	12	9
Carstairs (Home)	250	220	192	166	143	124	72	53	39
Crossfield (Petrogas)	149	135	123	111	102	93	71	45	29
Crossfield East (Amoco)	17	15	11	9	7	5	4	3	3
Garrington (Amerada)	66	66	67	65	59	56	47	35	27
Harmattan Elkton (Cdn Superior)	541	477	420	334	346	316	257	127	58
Lone Pine Creek (Cdn Sup)	17	15	13	11	10	9	6	3	2
Lone Pine Creek (HBOG)	93	78	65	55	47	37	19	12	7
autres	94	89	85	80	77	72	62	48	37
total	1247	1116	996	850	809	730	554	338	211
Federated Pipe Lines									
total	102	97	91	86	80	75	69	58	46

Tableau A8-6 (suite)

Production de pentanes plus des usines de traitement du gaz - Canada et provinces

(milliers de mètres cubes par jour)

scénario bas

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
Gibson Petroleum									
Acheson (ICG)	22	22	18	13	10	8	4	2	1
Paddle River*	46	43	40	38	36	34	28	21	16
Wilson Creek (Amerada)	27	26	25	23	21	20	16	11	8
total	95	91	83	74	67	62	48	34	25
Gulf Alberta Pipe Line									
Cessford (HBOG)	9	9	9	9	9	9	8	8	6
Ghost Pine (Gulf)*	60	60	58	66	65	63	51	33	20
Hussar (Canterra)	29	29	29	28	28	27	23	18	15
Nevis (Gulf)	131	110	91	77	67	60	42	25	16
Wayne Rosedale (toutes les usines)	24	24	22	21	19	18	15	10	7
autres	181	172	163	155	147	140	120	93	72
total	434	404	372	356	335	317	259	187	136
Imperial Pipe Line - Excelsior									
total	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Imperial Pipe Line - Ellerslie									
Campbell Namao (Norcen)	13	12	10	9	8	7	5	3	1
total	13	12	10	9	8	7	5	3	1
Imperial Pipe Line - Redwater									
Redwater	18	16	13	11	10	8	5	2	1
total	18	16	13	11	10	8	5	2	1
Murphy Oil									
total	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Peace River Oil Pipe Line									
Carson Creek (Mobil)	164	152	140	105	96	92	63	23	7
Dunvegan (Anderson)*	116	110	105	99	93	89	71	55	41
Elmworth (toutes les usines)*	271	250	224	200	179	160	114	65	37
Gold Creek	84	81	76	72	68	65	53	38	25
Greencourt	8	8	8	8	7	6	3	1	1
Josephine	18	19	19	19	18	18	15	10	8
Karr(Cdn Hunter)*	42	52	52	51	51	50	46	31	21
Kaybob (Petro-Canada)*	108	104	100	93	86	80	66	48	34
Kaybob South (Chevron)*	1079	1003	931	864	952	713	306	24	19
Kaybob South (HBOG)*	1086	1046	964	875	885	708	384	118	64
Simonette (Shell)*	44	37	32	27	23	20	13	6	2
Sinclair (Dome)	48	39	32	26	21	17	9	3	1
Sturgeon Lake South*	51	45	39	33	28	23	14	6	3
Wapiti (Amoco)	113	105	98	91	85	79	63	44	31
Wembley	449	468	466	464	460	454	412	370	363
Whitecourt	19	19	18	17	17	16	14	12	10
Windfall	330	252	201	150	113	87	42	16	5
autres	261	252	242	233	223	215	191	157	125
total	4291	4042	3747	3427	3407	2892	1879	1027	797

Tableau A8-6 (suite)
Production de pentanes plus des usines de traitement du gaz - Canada et provinces

(milliers de mètres cubes par jour)

scénario bas

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
Pembina Pipe Line									
Brazeau (Canterra)	29	32	30	29	28	27	23	18	14
Brazeau (HBOG)	122	118	115	114	112	104	79	50	32
Brazeau (Petro-Canada, 2 usines)*	647	535	439	365	312	253	146	56	17
Brazeau (Wolcott)*	930	784	647	534	442	367	215	85	24
Carrot Creek (Amoco & Coop)*	34	29	26	23	20	19	11	8	6
Leaman (Dome)*	27	24	22	20	18	17	12	8	5
Niton (Esso)*	22	30	30	30	30	30	30	22	14
Peco (Ocelot)*	73	69	64	61	56	52	46	37	30
Pembina*	382	363	344	328	312	295	254	196	151
Rosevear (Shell)	19	18	17	17	16	15	13	11	8
Rosevear (Suncor)	11	10	10	10	9	8	7	6	5
Willesden Green (2 usines)	30	29	27	24	20	18	12	6	4
autres	169	161	153	145	138	131	112	86	68
total	2495	2202	1924	1700	1512	1336	960	589	378
Rainbow Pipe Line									
Cranberry (Dome)*	305	293	274	256	239	224	180	129	95
Cranberry (Shell)*	60	57	56	54	53	50	45	38	33
Mitsue (Chevron)	0	0	136	132	121	111	84	53	32
Nipisi (Amoco)*	96	97	97	97	92	77	45	18	7
Rainbow (toutes les usines)*	565	543	520	500	480	461	408	333	271
autres	55	52	50	47	45	43	36	28	22
total	1081	1042	1133	1086	1030	966	798	599	460
Rangeland Pipe Line									
Caroline (HBOG)	80	80	76	71	67	64	54	40	30
Ferrier (Amerada)	63	58	53	48	45	41	33	23	6
Gilby (Chevron)*	14	13	11	10	9	8	5	3	2
Gilby (Petro-Canada)*	29	28	27	26	25	22	17	12	9
Gilby (autres)	26	25	24	21	20	19	15	11	7
Sylvan Lake (Chevron)	33	29	26	23	20	17	13	8	4
Sylvan Lake(Phillips)	39	42	46	43	40	37	24	11	5
Sylvan Lake (HBOG)	44	43	40	37	34	31	25	15	9
Twining (Mobil)	15	19	23	22	20	19	14	9	6
Waterton (Shell)	866	804	750	665	629	595	390	181	110
Wimborne (Mobil)	42	39	36	34	32	30	24	17	12
autres	101	96	91	87	82	78	67	52	40
total	1352	1276	1203	1087	1023	961	681	382	240
Rimbey Pipe Line									
Bonnie Glen (Texaco)	684	603	506	456	399	365	263	190	137
Homeglen-Rimbey (Gulf)	683	654	573	505	450	403	291	175	114
total	1367	1257	1079	961	849	768	554	365	251
Texaco Canada Resources									
total	2	2	2	2	1	1	1.	1	1

Tableau A8-6 (suite)

Production de pentanes plus des usines de traitement du gaz - Canada et provinces

(milliers de mètres cubes par jour)

scénario bas

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
Valley Pipe Line									
Gilby (Texaco)*	36	34	32	31	29	28	23	19	15
Jumping Pound (Shell)	393	377	361	346	329	309	249	176	125
Diamond Valley (West. Decalta)	57	48	40	34	28	24	14	0	0
Wildcat Hills (Petro-Canada)	67	65	63	63	61	59	54	47	40
autres	17	16	15	15	14	13	11	9	7
total	570	540	511	489	461	433	351	251	187
camions et wagons-citernes									
Edson (HBOG)	167	153	137	128	113	101	73	44	28
Sundance (Dome)	45	39	31	25	20	16	8	3	0
autres	1001	1002	950	900	858	815	697	541	419
total	1213	1194	1118	1053	991	932	778	588	447
condensat produit sur place									
total	266	251	236	222	209	197	165	122	90
total partiel	17926	16845	15653	14386	13638	12430	9628	6687	5337
production des usines sur place à partir des réserves non engagées et des additions aux réserves	0	1610	2273	2847	3740	4574	6842	8542	9819
total pour l'Alberta	17926	18455	17926	17233	17378	17004	16470	15229	15156
Saskatchewan[a]									
total	115	115	115	114	112	110	101	90	68
Manitoba									
total	2	2	2	2	2	2	2	1	1
régions pionnières									
total	0	0	0	0	0	0	0	2700	4000
Canada									
total	18628	19202	18660	17950	18068	17691	17117	18513	19671

Tableau A8-6 (suite)
Production de pentanes plus des usines de traitement du gaz - Canada et provinces

(milliers de mètres cubes par jour)

scénario élevé

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
total pour la Colombie-Britannique[a]	585	631	618	603	581	579	549	498	451
Alberta									
Bow River Pipelines	419	462	476	482	486	492	498	501	487
Co-ed Pipe Line	2957	2844	2673	2522	2397	2296	2081	1708	1613
Cremona Pipeline	1247	1116	996	850	809	730	554	338	211
Federated Pipe Lines	102	97	91	86	80	75	69	58	46
Gibson Petroleum	95	91	83	74	67	62	48	34	25
Gulf Alberta Pipe Line	434	404	372	356	335	317	259	187	136
Imperial Pipeline Excelsior	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Imperial Pipeline Ellerslie	13	12	120	9	8	7	5	3	1
Imperial Pipeline Redwater	18	16	13	11	10	8	5	2	1
Murphy Oil	2	2	2	1	1	1	1	1	1
Peace River Oil Pipe Line	4291	4042	3747	3427	3407	2892	1879	1027	797
Pembina Pipe Line	2495	2202	1924	1700	1512	1336	960	589	378
Rainbow Pipe Line	1081	1042	1133	1086	1030	966	798	599	460
Rangeland Pipe line	1352	1276	1203	1087	1023	961	681	382	240
Rimbey Pipe Line	1367	1257	1079	961	849	768	554	365	251
Texaco Canada Resources	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Valley Pipe Line	570	540	511	489	461	433	351	251	187
camions et wagons-citernes	1213	1194	1118	1053	991	932	778	588	447
condensat produit sur place	266	251	236	222	209	197	165	122	90
total partiel pour l'Alberta	17926	16852	15781	14420	13678	12475	9688	6757	5373
production des usines sur place à partir des réserves non engagées et des additions aux réserves	0	1718	2565	3465	4512	5385	7827	9989	[*]10148
total pour l'Alberta	17926	18570	18346	17885	18190	17860	17515	16746	15521
total pour la Saskatchewan	115	115	115	114	112	110	101	90	68
total pour le Manitoba	2	2	2	2	2	2	2	1	1
total pour les régions pionnières	0	0	0	0	0	0	0	2700	6500
total pour le Canada	18628	19318	19081	18604	18885	18551	18167	20035	22541

Nota: [*] La totalité ou une partie de la production est sous forme de mélange de LGN.
[a] Inclut le condensat produit sur place.

Tableau A8-7
Production de propane des raffineries - Canada et provinces

(mètres cubes par jour)

scénario bas

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
Atlantique	384	525	524	524	524	525	524	525	524
Québec	613	668	667	667	667	668	667	668	667
Ontario	1475	1540	1536	1555	1594	1598	1594	1598	1594
Prairies	1103	1102	1178	1164	1149	1145	1157	1201	1228
Colombie-Britannique	307	311	256	256	256	256	256	256	256
total pour le Canada	**3882**	**4146**	**4161**	**4166**	**4190**	**4192**	**4198**	**4248**	**4269**

scénario élevé

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
Atlantique	384	525	524	524	524	525	524	525	524
Québec	613	668	667	667	667	668	667	668	667
Ontario	1475	1540	1536	1555	1594	1598	1594	1598	1594
Prairies	1103	1116	1180	1185	1175	1179	1206	1268	1307
Colombie-Britannique	307	312	256	256	256	256	256	256	256
total pour le Canada	**3882**	**4161**	**4163**	**4187**	**4216**	**4226**	**4247**	**4315**	**4348**

Nota: L'usage propre n'a pas été comptabilisé dans la production des raffineries.

Tableau A8-8
Production de butanes des raffineries - Canada et provinces

(mètres cubes par jour)

scénario bas

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
Atlantique	315	431	430	430	430	431	430	431	430
Québec	354	386	385	385	385	386	385	386	385
Ontario	1302	1360	1356	1373	1407	1411	1407	1410	1407
Prairies	1198	1197	1278	1263	1248	1243	1256	1304	1334
Colombie-Britannique	346	350	289	289	289	289	289	289	289
total pour le Canada	3515	3724	3738	3740	3759	3760	3767	3820	3845

scénario élevé

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
Atlantique	315	431	430	430	430	431	430	431	430
Québec	354	386	385	385	385	386	385	386	385
Ontario	1302	1360	1356	1373	1407	1411	1407	1410	1407
Prairies	1198	1212	1281	1286	1275	1280	1309	1377	1419
Colombie-Britannique	346	351	289	289	289	289	289	289	289
total pour le Canada	3515	3740	3741	3763	3786	3797	3820	3893	3930

Nota: L'usage propre n'a pas été comptabilisé dans la production des raffineries.

Tableau A8-9
Offre et demande d'éthane - Canada

(milliers de mètres cubes par jour)

scénario bas

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
offre										
total	25,5	28,1	28,9	29,5	29,3	29,4	29,1	28,7	28,4	28,2
demande intérieure										
utilisation finale	12,8	12,8	14,0	14,0	14,0	14,0	14,1	14,1	20,7	20,7
besoins en fluides miscibles[a]	8,8	10,5	11,0	10,2	7,5	6,8	5,9	3,3	1,5	1,2
total	21,6	23,3	25,0	24,2	21,5	20,8	20,0	17,4	22,2	21,9
exportations potentielles	3,9	4,8	3,9	5,3	7,8	09	9,1	11,3	6,2	6,3

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
offre									
total	28,0	27,8	27,6	27,3	27,2	27,0	26,9	26,7	26,6
demande intérieure									
utilisation finale	20,7	20,7	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8
besoins en fluides miscibles[a]	0,7	0,6	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	21,4	21,3	21,2	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8
exportations potentielles	6,6	6,5	6,4	6,5	6,4	6,2	6,1	5,9	5,8

scénario élevé

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
offre										
total	25,5	28,2	29,2	30,0	30,0	30,2	29,9	29,6	29,3	28,9
demande intérieure										
utilisation finale	12,8	12,8	14,0	14,0	14,0	14,0	14,1	14,1	20,7	20,7
besoins en fluides miscibles[a]	8,8	10,5	11,3	10,5	8,4	8,1	7,0	5,0	4,1	3,8
total	21,6	23,3	25,3	24,5	22,4	22,1	21,1	19,1	24,8	24,5
exportations potentielles	3,9	4,9	3,9	5,5	7,6	8,1	8,8	10,5	4,5	4,4

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
offre									
total	28,5	28,1	27,7	27,3	27,1	27,0	26,8	26,7	26,6
demande intérieure									
utilisation finale	20,7	20,7	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8
besoins en fluides miscibles[a]	3,6	3,4	2,6	2,0	1,4	0,6	0,0	0,0	0,0
total	24,3	24,1	23,4	22,8	22,2	21,4	20,8	20,8	20,8
exportations potentielles	4,2	4,0	4,3	4,5	4,9	5,6	6,0	5,9	5,8

Nota: [a] Les besoins en fluides miscibles sont les besoins nets, après avoir tenu compte des fluides récupérés des projets d'injection d'hydrocarbures miscibles.

Tableau A8-10
Offre et demande de propane - Canada

(milliers de mètres cubes par jour)

scénario bas

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
offre										
total	23,0	24,7	25,0	24,7	24,6	24,8	24,8	24,7	24,7	24,5
demande intérieure										
utilisation finale	9,8	10,9	10,9	11,0	11,1	11,3	11,4	11,5	11,6	11,6
besoins en fluides miscibles[a]	4,4	4,4	4,4	4,0	2,9	2,4	2,1	1,2	0,5	0,4
total	14,2	15,3	15,3	15,0	14,0	13,7	13,5	12,7	12,1	12,0
exportations potentielles	8,8	9,4	9,7	9,7	10,6	11,1	11,3	12,0	12,6	12,5

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
offre									
total	24,4	24,2	24,1	24,0	24,1	24,2	24,2	24,3	24,4
demande intérieure									
utilisation finale	11,7	11,8	11,9	12,0	12,1	12,3	12,5	12,6	12,7
besoins en fluides miscibles[a]	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	11,9	12,0	12,0	12,0	12,1	12,3	12,5	12,6	12,7
exportations potentielles	12,5	12,2	12,1	12,0	12,0	11,9	11,7	11,7	11,7

scénario élevé

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
offre										
total	23,0	24,9	25,4	25,3	25,5	25,7	25,9	26,0	26,1	26,0
demande intérieure										
utilisation finale	9,8	11,0	11,1	11,4	11,6	11,8	12,0	12,2	12,4	12,6
besoins en fluides miscibles[a]	4,4	4,4	4,6	4,2	3,3	3,1	2,6	1,8	1,4	1,3
total	14,2	15,4	15,7	15,6	14,9	14,9	14,6	14,0	13,8	13,9
exportations potentielles	8,8	9,5	9,7	9,7	10,6	10,8	11,3	12,0	12,3	12,1

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
offre									
total	25,9	25,8	25,7	25,6	25,5	25,4	25,3	25,4	25,6
demande intérieure									
utilisation finale	12,7	12,8	13,0	13,1	13,3	13,5	13,7	13,9	14,0
besoins en fluides miscibles[a]	1,3	1,2	0,9	0,7	0,5	0,2	0,0	0,0	0,0
total	14,0	14,0	13,9	13,8	13,8	13,7	13,7	13,9	14,0
exportations potentielles	11,9	11,8	11,8	11,8	11,7	11,7	11,6	11,5	11,6

Nota: [a] Les besoins en fluides miscibles sont les besoins nets, après avoir tenu compte des fluides récupérés des projets d'injection d'hydrocarbures miscibles.

Tableau A8-11
Offre et demande de butanes - Canada

(milliers de mètres cubes par jour)

scénario bas

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
offre										
total	14,0	14,9	15,2	15,0	15,0	15,1	15,1	15,0	15,0	14,9
demande intérieure										
utilisation finale	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
raffineries	3,1	2,9	3,0	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
besoins en fluides miscibles[a]	1,6	1,7	1,7	1,5	1,1	1,0	0,9	0,5	0,2	0,2
total	5,3	5,2	5,3	5,1	4,7	4,6	4,5	4,1	3,8	3,8
exportations potentielles	8,7	9,8	9,9	9,9	10,3	10,5	10,6	10,9	11,2	11,1

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
offre									
total	14,8	14,7	14,5	14,4	14,4	14,4	14,4	14,5	14,5
demande intérieure									
utilisation finale	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
raffineries	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	3,0	3,0	3,0	3,0
besoins en fluides miscibles[a]	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
total	3,7	3,7	3,8	3,7	3,7	3,8	3,8	3,8	3,8
exportations potentielles	11,1	11,0	10,7	10,7	10,7	10,8	10,8	10,7	10,7

scénario élevé

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
offre										
total	14,8	14,9	15,4	15,5	15,5	15,6	15,7	15,7	15,8	15,8
demande intérieure										
utilisation finale	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
raffineries	3,1	2,9	3,0	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
besoins en fluides miscibles[a]	1,6	1,7	1,6	1,5	1,2	1,2	1,0	0,7	0,6	0,6
total	5,3	5,2	5,2	5,1	4,8	4,8	4,6	4,4	4,3	4,3
exportations potentielles	8,7	9,7	10,2	10,4	10,7	10,8	11,1	11,3	11,5	11,5

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
offre									
total	15,7	15,6	15,6	15,5	15,4	15,3	15,2	15,3	15,4
demande intérieure									
utilisation finale	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9
raffineries	2,9	2,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
besoins en fluides miscibles[a]	0,5	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0
total	4,2	4,2	4,2	4,1	4,0	3,9	3,8	3,9	3,9
exportations potentielles	11,5	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,5

Nota: [a] Les besoins en fluides miscibles sont les besoins nets, après avoir tenu compte des fluides récupérés des projets d'injection d'hydrocarbures miscibles.

Annexe 9

Tableau A9-1
Classification sommaire du charbon selon le rang [a]

classe	groupe	matières volatiles [b] (%)	carbone fixe [b] (%)	pouvoir calorifique [c] (MJ/kg)
anthracite [d]	méta-anthracite	<= 2	>=98	
	anthracite	>2-8	92-<98	
	semi-anthracite	>8-14	86-<92	
bitumineux [e]	bitumineux à faible teneur en matières volatiles	>14-22	78-<86	
	bitumineux à moyenne teneur en matières volatiles	>22-31	69-<78	
	bitumineux A à haute teneur en matières volatiles	>31	<69	>=32,6
	bitumineux B à haute teneur en matières volatiles			30,2-<32,6
	bitumineux C à haute teneur en matières volatiles			26,7-<30,2
subbitumineux [f]	subbitumineux A			24,4-<26,7
	subbitumineux B			22,1-<24,4
	subbitumineux C			19,3-<22,1
lignite [g]	lignite A			14,7-<19,3
	lignite B			<14,7

Nota: [a] Les charbons de rang inférieur sont classés selon le pouvoir calorifique; les charbons de rang supérieur sont classés selon la teneur en matières volatiles et en carbone fixe.

[b] Sec et exempt de matières minérales.

[c] Humide et exempt de matières minérales.

[d] Non agglomérant. Si agglomérant, classé parmi les bitumineux à faible teneur en matières volatiles.

[e] Souvent agglomérant.

[f] Si agglomérant, classé parmi les bitumineux C à haute teneur en matières volatiles.

[g] Non agglomérant.

Source: Ressources et réserves houillères du Canada, Rapport ER 79-9F, Énergie, Mines et Ressources, décembre 1979.

Tableau A9-2
Ressources canadiennes en charbon

(mégatonnes)

région charbonnière	rang du charbon [a]	d'intérêt immédiat — probabilité d'existence [b,c] mesurées	indiquées	déduites	d'intérêt futur — probabilité d'existence mesurées	indiquées	déduites	hypothétiques
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
zone côtière de la Colombie-Britannique								
-île de Vancouver	btv - bmv	35	80	200	-	-	300	-
-îles de la Reine-Charlotte	bpv - an	-	-	10	-	-	-	-
	btv - bmv	-	15	10	-	-	-	-
	lig - sub	-	-	50	-	-	-	500
zone intermontagneuse de la Colombie-Britannique								
-nord	bpv - an	100	500	1000	-	-	-	4000
	btv - bmv	30	50	100	-	-	-	100
-sud	sub - btv	40	120	330	-	-	-	-
	lig - sub	450	320	270	-	-	-	-
montagnes et contreforts des Rocheuses								
-chaînon frontal								
East Kootenays	btv - bmv	1390	1320	4040	-	2700	-	-
Crowsnest	bmv - bpv	265	140	510	-	200	-	-
	btv - bmv	330	170	630	-	-	-	-
Cascade	bpv - an	240	120	455	-	210	-	-
Panther River-Clearwater	bpv - an	-	-	-	15	15	700	-
-intérieur des contreforts								
sud	bmv - bpv	635	320	1145	-	245	-	-
	btv - bmv	150	75	275	-	-	-	-
nord	bmv - bpv	1115	2385	6270	-	100	-	-
-extérieur des contreforts	sub - btv	830	740	1955	-	200	-	-
Plaines								
-Groupe de Mannville	lig - sub	-	35	100	-	-	30	-
-Belly River, Edmonton, Wapiti	sub - btv	1240	585	1860	-	820	-	-
	lig - sub	11860	4935	16595	-	14115	-	-
-Paskapoo	sub - btv	120	60	175	-	25	-	-
-Ravenscrag	lig - sub	1445	2680	3440	165	3910	23510	-
-charbon de grande profondeur	sub - btv	-	-	-	1200	4000	50000	85000

Tableau A9-2 (suite)
Ressources canadiennes en charbon

(mégatonnes)

région charbonnière	rang du charbon [a]	d'intérêt immédiat — probabilité d'existence [b,c]			d'intérêt futur — probabilité d'existence			
		mesurées	indiquées	déduites	mesurées	indiquées	déduites	hypothétiques
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Basses terres de la baie d'Hudson								
-Onakawana	lig - sub	170	10	–	(Pas d'évaluations disponibles)			
provinces de l'Atlantique	btv - bmv	345	365	770	-	1500	215	-
Nord du Canada								
-Yukon et district de Mackenzie	bpv - an	-	-	90	(Dans cette région, les ressources d'intérêt futur n'ont pas été évaluées)			
	btv - bmv	-	-	150				
	sub - btv	-	-	350				
	lig - sub	-	-	2290				
-archipel Arctique	sub - btv	-	-	-	-	500	550	4500
	lig - sub	-	-	--	-	7000	7500	31000
totaux	bpv - an	340	620	1555	15	225	700	4000
	bmv - bpv	2015	2845	7925	-	545	-	-
	btv - bmv	2280	2075	6175	-	4200	515	100
	sub - btv	2230	1505	4670	1200	5545	50550	89500
	lig - sub	13925	7980	22745	165	25025	31040	31500

Nota: [a] an = anthracite; bpv = bitumineux peu volatil; bmv = bitumineux moyennement volatil; btv = bitumineux très volatil; sub = subbitumineux; lig = lignite.

[b] Ces estimations des ressources en charbon peuvent s'écarter des estimations des différents gouvernements provinciaux car les critères d'estimation des ressources et les paramètres utilisés ne sont pas les mêmes.

[c] Les ressources figurant ici comprennent les réserves.

Source: Commission géologique du Canada, 1988.

Tableau A9-3
Données historiques - Production, importations et exportations de charbon

(mégatonnes)

	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976
production										
bitumineux	6,1	5,4	5,0	8,0	9,7	11,4	12,3	12,5	15,8	14,4
subbitumineux	2,4	2,7	2,9	3,6	4,0	4,5	4,5	5,1	6,0	6,4
lignite	1,8	2,0	1,8	3,5	3,0	3,0	3,7	3,5	3,5	4,7
total	10,3	10,2	9,7	15,1	16,7	18,8	20,5	21,1	25,3	25,5
importations	14,4	15,7	15,6	17,6	16,2	16,8	15,1	12,4	15,8	14,6
exportations	1,2	1,3	1,3	4,0	7,0	8,6	10,3	10,5	11,4	11,9

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
production										
bitumineux	15,3	17,1	18,4	20,2	21,7	22,3	22,6	32,1	34,3	32,2
subbitumineux	7,9	8,3	9,6	10,5	11,6	13,0	14,5	15,4	16,9	17,3
lignite	5,5	5,1	5,0	6,0	6,8	7,5	7,8	9,9	9,7	8,3
total	28,7	30,5	33,0	36,7	40,1	42,8	44,8	57,4	60,9	57,8
importations	15,4	14,1	17,5	15,9	14,8	15,8	14,7	18,4	14,6	13,3
exportations	12,4	14,0	13,7	15,3	15,7	16,0	17,0	25,1	27,4	25,9

Source: Guide statistique de l'énergie, Énergie, Mines et Ressources.

Tableau A9-4
Offre et demande de charbon - Canada

(mégatonnes)

scénario bas

		1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
production	thermique	38,6	36,7	36,4	36,0	36,6	37,4	40,4	45,7	49,7
	métallurgique	22,6	26,5	26,4	26,5	26,5	26,5	26,6	26,8	26,9
	total	61,2	63,2	62,8	62,5	63,1	63,9	67,0	72,5	76,6
importations	thermique	8,5	6,1	4,9	4,2	6,5	5,6	6,8	9,4	11,1
	métallurgique	5,8	6,0	6,2	6,2	6,6	6,9	7,2	8,1	9,1
	total	14,3	12,1	11,1	10,4	13,1	12,5	14,0	17,5	20,2
demande intérieure	thermique	43,8	38,4	36,7	35,5	38,3	38,0	41,8	48,8	53,5
	métallurgique	6,7	7,0	7,1	7,2	7,6	7,9	8,3	9,4	10,5
	total	50,5	45,4	43,8	42,7	45,9	45,9	50,1	58,2	64,0
exportations	thermique	4,3	4,4	4,6	4,7	4,8	5,0	5,4	6,3	7,3
	métallurgique	22,4	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5
	total	26,7	29,9	30,1	30,2	30,3	30,5	30,9	31,8	32,8

scénario élevé

		1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005
production	thermique	38,6	37,5	37,7	39,1	41,3	43,6	49,7	61,6	72,7
	métallurgique	22,6	26,5	26,6	26,9	26,9	27,2	27,7	28,6	29,4
	total	61,2	64,0	64,3	66,0	68,2	70,8	77,4	90,2	102,1
importations	thermique	8,5	6,0	5,3	6,0	7,6	7,5	7,9	9,9	11,3
	métallurgique	5,8	6,0	6,3	6,6	7,0	7,3	7,9	9,4	10,7
	total	14,3	12,0	11,6	12,6	14,6	14,8	15,8	19,3	22,0
demande intérieure	thermique	43,8	39,0	38,3	40,1	43,7	45,6	51,2	63,4	73,6
	métallurgique	6,7	7,0	7,3	7,7	8,0	8,5	9,2	10,9	12,3
	total	50,5	46,0	45,6	47,8	51,7	54,1	60,4	74,3	85,9
exportations	thermique	4,3	4,5	4,7	5,0	5,2	5,5	6,4	8,1	10,4
	métallurgique	22,4	25,5	25,6	25,8	25,9	26,0	26,4	27,1	27,8
	total	26,7	30,0	30,3	30,8	31,1	31,5	32,8	35,2	38,2

Annexe 10
Tableau A10-1
Bilan global d'énergie

(pétajoules)

1980

données historiques

	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouvelables	hydro-électricité [c]	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale										
résidentiel	459	32	3	338	498	0	76	0	0	1407
commercial	301	15	1	257	203	1	0	0	0	779
pétrochimique	94	43	0	0	138	0	0	0	0	275
industriel	728	14	248	504	509	42	368	0	0	2413
transport	0	2	0	2	1958	0	0	0	0	1962
routier	0	2	0	2	1541	0	0	0	0	1545
ferroviaire	0	0	0	0	94	0	0	0	0	94
aérien	0	0	0	0	172	0	0	0	0	172
maritime	0	0	0	0	151	0	0	0	0	151
utilisation non énergétique	0	0	0	0	250	0	0	0	0	250
utilisation finale globale	1582	105	253	1101	3555	43	445	0	0	7085
pertes et usage propre [e]	134	15	0	115	268	0	0	0	0	532
conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	25	0	164	-1216	30	0	25	845	126	0
production de propane des raffineries	0	-35	0	0	35	0	0	0	0	0
production de butanes des raffineries	0	-24	0	0	24	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffineries	0	38	0	0	-38	0	0	0	0	0
production de vapeur	0	0	10	0	12	-43	0	0	21	0
production de LGN des usines de retraitement	99	-99	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	125	-120	174	-1216	64	-43	25	845	147	0
pertes de conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	59	0	383	0	74	0	0	0	308	824
production de coke	0	0	13	0	0	0	0	0	0	13
production de vapeur	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2
total des pertes de conversions	59	0	397	0	75	0	0	0	309	839
demande intérieure d'énergie primaire	1900	0	824	0	3962	0	470	845	456	8456
demande pour exportations										
exportations d'énergie	863	222	450	109	742	0	0	0	0	2386
conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	39	-109	11	0	0	59	0	0
LGN des usines de retraitement	56	-56	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	56	-56	39	-109	11	0	0	59	0	0
pertes de conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	66	0	16	0	0	0	0	82
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	919	166	555	0	770	0	0	59	0	2469
demande primaire globale [h]	2819	166	1378	0	4731	0	470	904	456	10925
production primaire intérieure	2764	161	891	0	3444	0	470	904	456	9091
importations d'énergie primaire [h]	0	0	476	0	1344	0	0	0	0	1820
offre primaire globale [i]	2764	161	1367	0	4788	0	470	904	456	10911

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, et enfin par la source d'approvisionnement primaire.
[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.
[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.
[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.
[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.
[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.
[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.
[h] Inclut les importations de produits pétroliers.
[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.
[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

Tableau A10-1 (suite)
Bilan global d'énergie

(pétajoules)	1986 données historiques									
	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouve-lables	hydro- [c] électricité	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale										
résidentiel	525	32	4	428	274	0	111	0	0	1374
commercial	386	15	1	326	104	1	1	0	0	833
pétrochimique	149	99	0	0	127	0	0	0	0	375
industriel	796	16	237	633	313	32	409	0	0	2434
transport	1	17	0	3	1726	0	0	0	0	1747
routier	1	17	0	3	1413	0	0	0	0	1435
ferroviaire	0	0	0	0	75	0	0	0	0	75
aérien	0	0	0	0	162	0	0	0	0	162
maritime	0	0	0	0	75	0	0	0	0	75
utilisation non énergétique	0	0	0	0	223	0	0	0	0	223
utilisation finale globale	1856	179	241	1389	2756	32	522	0	0	6986
pertes et usage propre [e]	147	10	3	114	201	0	0	0	0	475
conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	20	0	211	-1503	19	0	18	1023	212	0
production de propane des raffineries	0	-34	0	0	34	0	0	0	0	0
production de butanes des raffineries	0	-24	0	0	24	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffineries	0	27	0	0	-27	0	0	0	0	0
production de vapeur	1	0	1	0	2	-32	0	0	28	0
production de LGN des usines de retraitement	158	-158	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	179	-189	212	-1503	52	-32	18	1023	240	0
pertes de conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	40	0	528	0	24	0	0	0	563	1154
production de coke	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	-1
production de vapeur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
total des pertes de conversions	40	0	527	0	24	0	0	0	563	1153
demande intérieure d'énergie primaire	2222	0	983	0	3042	0	540	1023	803	8614
demande pour exportations										
exportations d'énergie	794	132	759	140	1633	0	0	0	0	3458
conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	37	-140	2	0	0	88	13	0
LGN des usines de retraitement	25	-25	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	25	-25	37	-140	2	0	0	88	13	0
pertes de conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	20	0	15	0	0	0	25	59
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	819	107	816	0	1649	0	0	88	38	3517
demande primaire globale [h]	3041	107	1799	0	4692	0	540	1111	842	12131
production primaire intérieure	2905	113	1382	0	3531	0	540	1111	842	10424
importations d'énergie primaire [h]	0	0	416	0	1061	0	0	0	0	1477
offre primaire globale [i]	2905	113	1798	0	4592	0	540	1111	842	11901

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, et enfin par la source d'approvisionnement primaire.
[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.
[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.
[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.
[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.
[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.
[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.
[h] Inclut les importations de produits pétroliers.
[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.
[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

Tableau A10-1 (suite)
Bilan global d'énergie

(pétajoules)

1987
données historiques

	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouvelables	hydro-électricité [c]	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale										
résidentiel	506	31	4	443	256	0	107	0	0	1347
commercial	370	15	1	337	101	1	1	0	0	826
pétrochimique	159	104	0	0	151	0	0	0	0	414
industriel	785	15	255	654	326	30	420	0	0	2485
transport	2	18	0	3	1768	0	0	0	0	1791
routier	2	18	0	3	1437	0	0	0	0	1460
ferroviaire	0	0	0	0	84	0	0	0	0	84
aérien	0	0	0	0	173	0	0	0	0	173
maritime	0	0	0	0	74	0	0	0	0	74
utilisation non énergétique	0	0	0	0	249	0	0	0	0	249
utilisation finale globale	1824	183	259	1437	2850	31	529	0	0	7113
pertes et usage propre [e]	156	10	5	124	209	0	0	0	0	504
conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	21	0	258	-1561	26	0	20	998	237	0
production de propane des raffineries	0	-36	0	0	36	0	0	0	0	0
production de butanes des raffineries	0	-36	0	0	36	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffineries	0	32	0	0	-32	0	0	0	0	0
production de vapeur	1	0	0	0	2	-31	0	0	28	0
production de LGN des usines de retraitement	154	-154	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	176	-194	258	-1561	68	-31	20	998	266	0
pertes de conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	45	0	554	0	48	0	0	0	609	1256
production de coke	0	0	11	0	0	0	0	0	0	11
production de vapeur	0	0	0	0	0	0	0	0	7	8
total des pertes de conversions	45	0	565	0	48	0	0	0	617	1275
demande intérieure d'énergie primaire	2200	0	1087	0	3175	0	548	998	882	8890
demande pour exportations										
exportations d'énergie	1060	199	737	171	1784	0	0	0	0	3951
conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	36	-171	1	0	0	126	7	0
LGN des usines de retraitement	45	-45	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	45	-45	36	-171	1	0	0	126	7	0
pertes de conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	60	0	5	0	0	0	20	85
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	1105	154	833	0	1791	0	0	126	28	4038
demande primaire globale [h]	3305	154	1920	0	4966	0	548	1124	910	12928
production primaire intérieure	3303	153	1505	0	3821	0	548	1124	910	11364
importations d'énergie primaire [h]	0	0	415	0	1225	0	0	0	0	1640
offre primaire globale [i]	3303	153	1920	0	5046	0	548	1124	910	13004

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, et enfin par la source d'approvisionnement primaire.

[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.

[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.

[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.

[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.

[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.

[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.

[h] Inclut les importations de produits pétroliers.

[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.

[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

Tableau A10-1 (suite)
Bilan global d'énergie

(pétajoules)

1988

scénario bas

	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouve-lables	hydro- [c] électricité	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale										
résidentiel	544	32	4	467	245	0	112	0	0	1404
commercial	390	16	1	343	98	1	2	0	0	849
pétrochimique	159	112	0	0	165	0	0	0	0	436
industriel	795	15	263	657	336	28	429	0	0	2524
transport	3	19	0	3	1785	0	0	0	0	1809
routier	3	19	0	3	1440	0	0	0	0	1464
ferroviaire	0	0	0	0	85	0	0	0	0	85
aérien	0	0	0	0	181	0	0	0	0	181
maritime	0	0	0	0	79	0	0	0	0	79
utilisation non énergétique	0	0	0	0	249	0	0	0	0	249
utilisation finale globale	**1890**	**194**	**267**	**1471**	**2878**	**29**	**543**	**0**	**0**	**7273**
pertes et usage propre [e]	**173**	**12**	**5**	**123**	**210**	**0**	**0**	**0**	**0**	**523**
conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	20	0	221	-1594	20	0	22	1035	276	0
production de propane des raffineries	0	-38	0	0	38	0	0	0	0	0
production de butanes des raffineries	0	-39	0	0	39	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffineries	0	30	0	0	-30	0	0	0	0	0
production de vapeur	1	0	0	0	1	-29	0	0	27	0
production de LGN des usines de retraitement	159	-159	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	**180**	**-206**	**221**	**-1594**	**69**	**-29**	**22**	**1035**	**303**	**0**
pertes de conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	46	0	458	0	39	0	0	0	716	1260
production de coke	0	0	11	0	0	0	0	0	0	11
production de vapeur	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7
total des pertes de conversions	**46**	**0**	**469**	**0**	**39**	**0**	**0**	**0**	**723**	**1279**
demande intérieure d'énergie primaire	**2289**	**0**	**963**	**0**	**3196**	**0**	**565**	**1035**	**1026**	**9074**
demande pour exportations										
exportations d'énergie	1362	220	825	141	1987	0	0	0	0	4535
conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	28	-141	1	0	0	101	10	0
LGN des usines de retraitement	65	-65	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	65	-65	28	-141	1	0	0	101	10	0
pertes de conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	54	0	3	0	0	0	22	79
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	**1427**	**155**	**908**	**0**	**1991**	**0**	**0**	**101**	**32**	**4615**
demande primaire globale [h]	**3717**	**155**	**1871**	**0**	**5187**	**0**	**565**	**1136**	**1058**	**13689**
production primaire intérieure	**3724**	**155**	**1520**	**0**	**3870**	**0**	**565**	**1136**	**1058**	**12028**
importations d'énergie primaire [h]	**0**	**0**	**351**	**0**	**1320**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1670**
offre primaire globale [i]	**3724**	**155**	**1871**	**0**	**5190**	**0**	**565**	**1136**	**1058**	**13699**

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, et enfin par la source d'approvisionnement primaire.

[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.

[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.

[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.

[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.

[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.

[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.

[h] Inclut les importations de produits pétroliers.

[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.

[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

Tableau A10-1 (suite)
Bilan global d'énergie

(pétajoules)

1988
scénario élevé

	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouvelables	hydro-électricité [c]	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale	541	32	4	465	244	0	112	0	0	1398
résidentiel	391	16	1	343	96	1	2	0	0	849
commercial	159	112	0	0	165	0	0	0	0	436
pétrochimique	829	16	264	665	326	29	429	0	0	2558
industriel	3	19	0	3	1777	0	0	0	0	1802
transport	3	19	0	3	1436	0	0	0	0	1461
routier	0	0	0	0	85	0	0	0	0	85
ferroviaire	0	0	0	0	178	0	0	0	0	178
aérien	0	0	0	0	78	0	0	0	0	78
maritime	0	0	0	0	250	0	0	0	0	250
utilisation non énergétique	1924	195	269	1477	2859	29	542	0	0	7294
utilisation finale globale	175	12	5	124	209	0	0	0	0	524
pertes et usage propre [e]										
conversions - marché intérieur [f]	22	0	224	-1600	21	0	22	1035	276	0
production d'électricité	0	-39	0	0	39	0	0	0	0	0
production de propane des raffineries	0	-39	0	0	39	0	0	0	0	0
production de butanes des raffineries	0	30	0	0	-30	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffineries	1	0	0	0	1	-29	0	0	27	0
production de vapeur	159	-159	0	0	0	0	0	0	0	0
production de LGN des usines de retraitement	181	-207	224	-1600	70	-29	22	1035	304	0
total des conversions										
pertes de conversions - marché intérieur [f]	49	0	466	0	41	0	0	0	716	1273
production d'électricité	0	0	11	0	0	0	0	0	0	11
production de coke	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7
production de vapeur	49	0	477	0	41	0	0	0	723	1291
total des pertes de conversions										
demande intérieure d'énergie primaire	2329	0	975	0	3179	0	564	1035	1026	9108
demande pour exportations										
exportations d'énergie	1362	223	828	142	2059	0	0	0	0	4614
conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	28	-142	1	0	0	102	10	0
LGN des usines de retraitement	63	-63	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	63	-63	28	-142	1	0	0	102	10	0
pertes de conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	54	0	3	0	0	0	23	79
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	1426	160	911	0	2063	0	0	102	32	4693
demande primaire globale [h]	3754	160	1886	0	5242	0	564	1137	1059	13802
production primaire intérieure	3754	160	1538	0	3974	0	564	1137	1059	12186
importations d'énergie primaire [h]	0	0	348	0	1273	0	0	0	0	1621
offre primaire globale [i]	3754	160	1886	0	5247	0	564	1137	1059	13807

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, et enfin par la source d'approvisionnement primaire.

[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.

[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.

[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.

[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.

[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.

[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.

[h] Inclut les importations de produits pétroliers.

[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.

[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

Tableau A10-1 (suite)
Bilan global d'énergie

(pétajoules)

1989

scénario bas

	gaz naturel [j]	LGN [s]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouvelables	hydro-électricité [c]	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale										
résidentiel	548	32	3	477	237	0	115	0	0	1411
commercial	398	16	1	345	98	1	2	0	0	860
pétrochimique	159	120	0	0	168	0	0	0	0	448
industriel	818	15	269	654	337	27	435	0	0	2555
transport	3	19	0	4	1797	0	0	0	0	1823
routier	3	19	0	4	1444	0	0	0	0	1469
ferroviaire	0	0	0	0	88	0	0	0	0	88
aérien	0	0	0	0	184	0	0	0	0	184
maritime	0	0	0	0	82	0	0	0	0	82
utilisation non énergétique	0	0	0	0	253	0	0	0	0	253
utilisation finale globale	1927	202	273	1479	2890	27	552	0	0	7350
pertes et usage propre [e]	178	12	6	124	210	0	0	0	0	530
conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	21	0	206	-1603	18	0	24	1037	295	0
production de propane des raffineries	0	-39	0	0	39	0	0	0	0	0
production de butanes des raffineries	0	-39	0	0	39	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffineries	0	31	0	0	-31	0	0	0	0	0
production de vapeur	1	0	0	0	1	-27	0	0	26	0
production de LGN des usines de retraitement	167	-167	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	188	-214	208	-1603	66	-27	24	1037	321	0
pertes de conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	50	0	438	0	36	0	0	0	763	1287
production de coke	0	0	11	0	0	0	0	0	0	11
production de vapeur	0	0	0	0	0	0	0	0	6	7
total des pertes de conversions	50	0	449	0	36	0	0	0	770	1305
demande intérieure d'énergie primaire	2344	0	935	0	3202	0	576	1037	1091	9185
demande pour exportations										
exportations d'énergie	1416	220	831	141	1900	0	0	0	0	4508
conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	25	-141	1	0	0	102	13	0
LGN des usines de retraitement	63	-63	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	63	-63	25	-141	1	0	0	102	13	0
pertes de conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	48	0	3	0	0	0	30	81
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	1479	157	904	0	1904	0	0	102	43	4588
demande primaire globale [h]	3822	157	1838	0	5106	0	576	1139	1134	13773
production primaire intérieure	3828	157	1517	0	3812	0	576	1139	1134	12163
importations d'énergie primaire [h]	0	0	322	0	1383	0	0	0	0	1704
offre primaire globale [i]	3828	157	1838	0	5195	0	576	1139	1134	13867

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, et enfin par la source d'approvisionnement primaire.

[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.

[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.

[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.

[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.

[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.

[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.

[h] Inclut les importations de produits pétroliers.

[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.

[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

Tableau A10-1 (suite)
Bilan global d'énergie

(pétajoules)

1989

scénario élevé

	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouvelables	hydro-électricité [c]	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale										
résidentiel	545	32	3	474	236	0	114	0	0	1405
commercial	403	16	1	345	96	1	2	0	0	863
pétrochimique	159	120	0	0	168	0	0	0	0	448
industriel	894	16	277	677	325	28	437	0	0	2653
transport	4	20	0	4	1788	0	0	0	0	1816
routier	4	20	0	4	1440	0	0	0	0	1467
ferroviaire	0	0	0	0	87	0	0	0	0	87
aérien	0	0	0	0	182	0	0	0	0	182
maritime	0	0	0	0	80	0	0	0	0	80
utilisation non énergétique	0	0	0	0	254	0	0	0	0	254
utilisation finale globale	**2006**	**204**	**281**	**1500**	**2867**	**28**	**553**	**0**	**0**	**7439**
pertes et usage propre [e]	**183**	**12**	**6**	**125**	**209**	**0**	**0**	**0**	**0**	**535**
conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	23	0	217	-1625	21	0	24	1044	296	0
production de propane des raffineries	0	-39	0	0	39	0	0	0	0	0
production de butanes des raffineries	0	-39	0	0	39	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffineries	0	31	0	0	-31	0	0	0	0	0
production de vapeur	1	0	0	0	1	-28	0	0	26	0
production de LGN des usines de retraitement	169	-169	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	**193**	**-216**	**217**	**-1625**	**70**	**-28**	**24**	**1044**	**323**	**0**
pertes de conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	55	0	457	0	42	0	0	0	765	1320
production de coke	0	0	12	0	0	0	0	0	0	12
production de vapeur	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7
total des pertes de conversions	**55**	**0**	**469**	**0**	**42**	**0**	**0**	**0**	**771**	**1339**
demande intérieure d'énergie primaire	**2437**	**0**	**973**	**0**	**3189**	**0**	**577**	**1044**	**1094**	**9313**
demande pour exportations										
exportations d'énergie	1416	223	836	141	2097	0	0	0	0	4713
conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	26	-141	1	0	0	102	12	0
LGN des usines de retraitement	60	-60	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	60	-60	26	-141	1	0	0	102	12	0
pertes de conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	49	0	3	0	0	0	29	80
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	**1476**	**163**	**911**	**0**	**2101**	**0**	**0**	**102**	**41**	**4793**
demande primaire globale [h]	**3913**	**163**	**1884**	**0**	**5289**	**0**	**577**	**1145**	**1135**	**14105**
production primaire intérieure	**3911**	**163**	**1548**	**0**	**4018**	**0**	**577**	**1145**	**1135**	**12497**
importations d'énergie primaire [h]	**0**	**0**	**336**	**0**	**1322**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1658**
offre primaire globale [i]	**3911**	**163**	**1884**	**0**	**5340**	**0**	**577**	**1145**	**1135**	**14155**

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, et enfin par la source d'approvisionnement primaire.

[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.

[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.

[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.

[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.

[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.

[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.

[h] Inclut les importations de produits pétroliers.

[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.

[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

Tableau A10-1 (suite)
Bilan global d'énergie

(pétajoules)	1990 scénario bas									
	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouve-lables	hydro- [c] électricité	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale										
résidentiel	554	32	3	483	232	0	115	0	0	1416
commercial	407	16	0	351	96	1	2	0	0	873
pétrochimique	166	123	0	0	169	0	0	0	0	457
industriel	828	15	271	649	329	25	443	0	0	2561
transport	4	19	0	4	1808	0	0	0	0	1835
routier	4	19	0	4	1451	0	0	0	0	1478
ferroviaire	0	0	0	0	88	0	0	0	0	88
aérien	0	0	0	0	185	0	0	0	0	185
maritime	0	0	0	0	84	0	0	0	0	84
utilisation non énergétique	0	0	0	0	257	0	0	0	0	257
utilisation finale globale	1959	204	275	1487	2691	25	560	0	0	7402
pertes et usage propre [e]	181	12	6	127	211	0	0	0	0	537
conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	20	0	199	-1614	21	0	28	1042	305	0
production de propane des raffineries	0	-39	0	0	39	0	0	0	0	0
production de butanes des raffineries	0	-39	0	0	39	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffinenes	0	31	0	0	-31	0	0	0	0	0
production de vapeur	1	0	0	0	1	-25	0	0	23	0
production de LGN des usines de retraitement	169	-169	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	190	-216	199	-1614	69	-25	28	1042	328	0
pertes de conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	51	0	417	0	42	0	0	0	782	1292
production de coke	0	0	11	0	0	0	0	0	0	11
production de vapeur	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6
total des pertes de conversions	51	0	428	0	42	0	0	0	788	1310
demande intérieure d'énergie primaire	2380	0	908	0	3214	0	588	1042	1116	9249
demande pour exportations										
exportations d'énergie	1440	229	834	159	1836	0	0	0	0	4498
conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	24	-159	1	0	0	119	14	0
LGN des usines de retraitement	65	-65	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	65	-65	24	-159	1	0	0	119	14	0
pertes de conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	46	0	3	0	0	0	35	83
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	1505	164	904	0	1840	0	0	119	49	4581
demande primaire globale [h]	3885	164	1812	0	5054	0	588	1161	1165	13830
production primaire intérieure	3892	163	1510	0	3747	0	588	1161	1165	12227
importations d'énergie primaire [h]	0	0	301	0	1404	0	0	0	0	1705
offre primaire globale [i]	3892	163	1812	0	5151	0	588	1161	1165	13933

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, et enfin par la source d'approvisionnement primaire.
[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.
[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.
[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.
[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.
[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.
[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.
[h] Inclut les importations de produits pétroliers.
[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.
[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

Tableau A10-1 (suite)
Bilan global d'énergie

(pétajoules)

1990
scénario élevé

	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouvelables	hydro-électricité [c]	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale	553	32	3	481	232	0	114	0	0	1415
résidentiel	419	16	0	352	93	1	2	0	0	883
commercial	166	123	0	0	169	0	0	0	0	457
pétrochimique	974	16	290	690	324	27	446	0	0	2777
industriel	5	21	0	4	1802	0	0	0	0	1832
transport	5	21	0	4	1449	0	0	0	0	1479
routier	0	0	0	0	88	0	0	0	0	88
ferroviaire	0	0	0	0	184	0	0	0	0	184
aérien	0	0	0	0	82	0	0	0	0	82
maritime	0	0	0	0	260	0	0	0	0	260
utilisation non énergétique	**2116**	**207**	**294**	**1536**	**2880**	**27**	**563**	**0**	**0**	**7824**
utilisation finale globale	**190**	**13**	**6**	**130**	**212**	**0**	**0**	**0**	**0**	**551**
pertes et usage propre [e]										
conversions - marché intérieur [f]	22	0	232	-1666	26	0	28	1051	307	0
production d'électricité	0	-39	0	0	39	0	0	0	0	0
production de propane des raffineries	0	-40	0	0	40	0	0	0	0	0
production de butanes des raffineries	0	31	0	0	-31	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffineries	1	0	0	0	1	-27	0	0	26	0
production de vapeur	172	-172	0	0	0	0	0	0	0	0
production de LGN des usines de retraitement	**195**	**-220**	**232**	**-1666**	**76**	**-27**	**28**	**1051**	**332**	**0**
total des conversions										
pertes de conversions - marché intérieur [f]	56	0	482	0	54	0	0	0	788	1381
production d'électricité	0	0	12	0	0	0	0	0	0	12
production de coke	0	0	0	0	0	0	0	0	6	7
production de vapeur	**56**	**0**	**495**	**0**	**54**	**0**	**0**	**0**	**794**	**1400**
total des pertes de conversions										
demande intérieure d'énergie primaire	**2557**	**0**	**1027**	**0**	**3222**	**0**	**591**	**1051**	**1126**	**9575**
demande pour exportations										
exportations d'énergie	1440	236	850	158	2183	0	0	0	0	4867
conversions - exportations	0	0	26	-158	1	0	0	118	12	0
production d'électricité	73	-73	0	0	0	0	0	0	0	0
LGN des usines de retraitement	73	-73	26	-158	1	0	0	118	12	0
total des conversions										
pertes de conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	50	0	3	0	0	0	29	82
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	**1513**	**163**	**927**	**0**	**2187**	**0**	**0**	**118**	**41**	**4949**
demande primaire globale [h]	**4070**	**163**	**1954**	**0**	**5409**	**0**	**591**	**1169**	**1168**	**14524**
production primaire intérieure	**4069**	**163**	**1589**	**0**	**4132**	**0**	**591**	**1169**	**1168**	**12880**
importations d'énergie primaire [h]	**0**	**0**	**365**	**0**	**1354**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1719**
offre primaire globale [i]	**4069**	**163**	**1954**	**0**	**5486**	**0**	**591**	**1169**	**1168**	**14595**

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement et enfin par la source d'approvisionnement primaire.
[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.
[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.
[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.
[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.
[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.
[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.
[h] Inclut les importations de produits pétroliers.
[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.
[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

Tableau A10-1 (suite)
Bilan global d'énergie

(pétajoules)	1991 scénario bas									
	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouve-lables	hydro- [c] électricité	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale										
résidentiel	562	32	3	496	225	0	118	0	0	1436
commercial	416	16	0	355	96	0	2	0	0	887
pétrochimique	166	123	0	0	171	0	0	0	0	460
industriel	857	15	290	668	336	24	447	0	0	2637
transport	5	19	0	4	1827	0	0	0	0	1856
routier	5	19	0	4	1467	0	0	0	0	1495
ferroviaire	0	0	0	0	89	0	0	0	0	89
aérien	0	0	0	0	186	0	0	0	0	186
maritime	0	0	0	0	85	0	0	0	0	85
utilisation non énergétique	0	0	0	0	263	0	0	0	0	263
utilisation finale globale	**2005**	**205**	**294**	**1523**	**2920**	**24**	**567**	**0**	**0**	**7539**
pertes et usage propre [e]	**187**	**13**	**7**	**132**	**214**	**0**	**0**	**0**	**0**	**552**
conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	20	0	232	-1655	29	0	31	1036	307	0
production de propane des raffineries	0	-39	0	0	39	0	0	0	0	0
production de butanes des raffineries	0	-40	0	0	40	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffineries	0	30	0	0	-30	0	0	0	0	0
production de vapeur	0	0	0	0	1	-24	0	0	23	0
production de LGN des usines de retraitement	169	-169	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	**189**	**-218**	**232**	**-1655**	**79**	**-24**	**31**	**1036**	**330**	**0**
pertes de conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	53	0	458	0	59	0	0	0	791	1361
production de coke	0	0	12	0	0	0	0	0	0	12
production de vapeur	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6
total des pertes de conversions	**53**	**0**	**470**	**0**	**59**	**0**	**0**	**0**	**797**	**1379**
demande intérieure d'énergie primaire	**2434**	**0**	**1003**	**0**	**3272**	**0**	**598**	**1036**	**1127**	**9469**
demande pour exportations										
exportations d'énergie	1471	259	836	175	1700	0	0	0	0	4441
conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	27	-175	1	0	0	136	10	0
LGN des usines de retraitement	71	-71	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	71	-71	27	-175	1	0	0	136	10	0
pertes de conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	63	0	3	0	0	0	28	93
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	**1543**	**188**	**926**	**0**	**1704**	**0**	**0**	**136**	**38**	**4534**
demande primaire globale [h]	**3977**	**188**	**1928**	**0**	**4977**	**0**	**598**	**1172**	**1164**	**14004**
production primaire intérieure	**3983**	**187**	**1548**	**0**	**3621**	**0**	**598**	**1172**	**1164**	**12273**
importations d'énergie primaire [h]	**0**	**0**	**380**	**0**	**1403**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1783**
offre primaire globale [i]	**3983**	**187**	**1928**	**0**	**5024**	**0**	**598**	**1172**	**1164**	**14056**

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, et enfin par la source d'approvisionnement primaire.

[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.

[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.

[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.

[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.

[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.

[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.

[h] Inclut les importations de produits pétroliers.

[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.

[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

Tableau A10-1 (suite)
Bilan global d'énergie

(pétajoules)	1991 scénario élevé									
	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouve-lables	hydro-électricité [c]	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale										
résidentiel	565	32	3	494	221	0	117	0	0	1432
commercial	433	16	0	358	91	0	2	0	0	901
pétrochimique	166	123	0	0	171	0	0	0	0	460
industriel	1035	17	310	725	329	26	451	0	0	2893
transport	6	22	0	4	1822	0	0	0	0	1854
routier	6	22	0	4	1465	0	0	0	0	1497
ferroviaire	0	0	0	0	89	0	0	0	0	89
aérien	0	0	0	0	185	0	0	0	0	185
maritime	0	0	0	0	82	0	0	0	0	82
utilisation non énergétique	0	0	0	0	267	0	0	0	0	267
utilisation finale globale	2204	210	314	1581	2901	27	570	0	0	7807
pertes et usage propre [e]	197	13	7	134	216	0	0	0	0	567
conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	22	0	264	-1715	39	0	31	1048	311	0
production de propane des raffineries	0	-39	0	0	39	0	0	0	0	0
production de butanes des raffineries	0	-40	0	0	40	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffineries	0	30	0	0	-30	0	0	0	0	0
production de vapeur	0	0	0	0	1	-27	0	0	25	0
production de LGN des usines de retraitement	174	-174	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	196	-223	264	-1715	89	-27	31	1048	336	0
pertes de conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	57	0	537	0	80	0	0	0	788	1462
production de coke	0	0	13	0	0	0	0	0	0	13
production de vapeur	0	0	0	0	0	0	0	0	6	7
total des pertes de conversions	57	0	550	0	80	0	0	0	795	1481
demande intérieure d'énergie primaire	2655	0	1134	0	3286	0	601	1048	1130	9854
demande pour exportations										
exportations d'énergie	1471	261	858	159	2139	0	0	0	0	4889
conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	23	-159	1	0	0	126	9	0
LGN des usines de retraitement	79	-79	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	79	-79	23	-159	1	0	0	126	9	0
pertes de conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	53	0	3	0	0	0	27	83
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	1551	182	934	0	2143	0	0	126	37	4972
demande primaire globale [h]	4205	182	2068	0	5429	0	601	1174	1167	14827
production primaire intérieure	4205	182	1645	0	4123	0	601	1174	1167	13097
importations d'énergie primaire [h]	0	0	423	0	1381	0	0	0	0	1804
offre primaire globale [i]	4205	182	2068	0	5504	0	601	1174	1167	14901

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, et enfin par la source d'approvisionnement primaire.
[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.
[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.
[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.
[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.
[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.
[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.
[h] Inclut les importations de produits pétroliers.
[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.
[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

Tableau A10-1 (suite)
Bilan global d'énergie

(pétajoules)

1992

scénario bas

	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouvelables	hydro- [c] électricité	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale										
résidentiel	572	32	3	505	222	0	119	0	0	1454
commercial	428	16	0	361	96	0	2	0	0	904
pétrochimique	166	124	0	0	174	0	0	0	0	464
industriel	885	15	304	689	339	23	450	0	0	2705
transport	5	20	0	4	1846	0	0	0	0	1876
routier	5	20	0	4	1484	0	0	0	0	1514
ferroviaire	0	0	0	0	90	0	0	0	0	90
aérien	0	0	0	0	186	0	0	0	0	186
maritime	0	0	0	0	86	0	0	0	0	86
utilisation non énergétique	0	0	0	0	270	0	0	0	0	270
utilisation finale globale	2056	206	308	1559	2947	23	572	0	0	7672
pertes et usage propre [e]	192	13	7	133	217	0	0	0	0	562
conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	21	0	225	-1692	31	0	38	1050	328	0
production de propane des raffineries	0	-39	0	0	39	0	0	0	0	0
production de butanes des raffineries	0	-40	0	0	40	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffineries	0	30	0	0	-30	0	0	0	0	0
production de vapeur	0	0	0	0	1	-23	0	0	22	0
production de LGN des usines de retraitement	170	-170	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	191	-219	225	-1692	81	-23	38	1050	350	0
pertes de conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	55	0	469	0	65	0	0	0	832	1420
production de coke	0	0	13	0	0	0	0	0	0	13
production de vapeur	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5
total des pertes de conversions	55	0	481	0	65	0	0	0	838	1438
demande intérieure d'énergie primaire	2494	0	1021	0	3310	0	610	1050	1188	9672
demande pour exportations										
exportations d'énergie	1498	272	842	171	1574	0	0	0	0	4357
conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	20	-171	1	0	0	136	14	0
LGN des usines de retraitement	76	-76	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	76	-76	20	-171	1	0	0	136	14	0
pertes de conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	47	0	3	0	0	0	39	89
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	1574	196	909	0	1578	0	0	136	53	4446
demande primaire globale [h]	4068	196	1930	0	4888	0	610	1185	1241	14118
production primaire intérieure	4081	197	1567	0	3498	0	610	1185	1241	12379
importations d'énergie primaire [h]	0	0	363	0	1461	0	0	0	0	1824
offre primaire globale [i]	4081	197	1930	0	4959	0	610	1185	1241	14203

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, et enfin par la source d'approvisionnement primaire.

[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.

[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.

[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.

[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.

[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.

[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.

[h] Inclut les importations de produits pétroliers.

[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.

[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

(pétajoules)

1992
scénario élevé

	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouvelables	hydro-électricité [c]	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale	575	32	3	504	213	0	118	0	0	1445
résidentiel	445	17	0	366	89	0	3	0	0	919
commercial	166	124	0	0	174	0	0	0	0	464
pétrochimique	1091	17	328	762	336	26	455	0	0	3016
industriel	7	23	0	5	1844	0	0	0	0	1878
transport	7	23	0	5	1484	0	0	0	0	1517
routier	0	0	0	0	90	0	0	0	0	90
ferroviaire	0	0	0	0	187	0	0	0	0	187
aérien	0	0	0	0	82	0	0	0	0	82
maritime	0	0	0	0	274	0	0	0	0	274
utilisation non énergétique	2284	212	332	1636	2930	26	575	0	0	7996
utilisation finale globale	204	13	8	138	219	0	0	0	0	582
pertes et usage propre [e]										
conversions - marché intérieur [f]	23	0	277	-1774	43	0	38	1057	337	0
production d'électricité	0	-39	0	0	39	0	0	0	0	0
production de propane des raffineries	0	-40	0	0	40	0	0	0	0	0
production de butanes des raffineries	0	30	0	0	-30	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffineries	0	0	0	0	1	-26	0	0	24	0
production de vapeur	176	-176	0	0	0	0	0	0	0	0
production de LGN des usines de retraitement	200	-225	277	-1774	94	-26	38	1057	361	0
total des conversions										
pertes de conversions - marché intérieur [f]	59	0	554	0	87	0	0	0	836	1536
production d'électricité	0	0	13	0	0	0	0	0	0	13
production de coke	0	0	0	0	0	0	0	0	6	7
production de vapeur	59	0	567	0	87	0	0	0	842	1556
total des pertes de conversions										
demande intérieure d'énergie primaire	2747	0	1184	0	3329	0	613	1057	1204	10133
demande pour exportations										
exportations d'énergie	1498	268	869	151	2083	0	0	0	0	4870
conversions - exportations	0	0	15	-151	1	0	0	130	7	0
production d'électricité	84	-84	0	0	0	0	0	0	0	0
LGN des usines de retraitement	84	-84	15	-151	1	0	0	130	7	0
total des conversions										
pertes de conversions - exportations	0	0	53	0	3	0	0	0	34	100
production d'électricité										
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	1582	184	947	0	2087	0	0	130	40	4970
demande primaire globale [h]	4330	184	2131	0	5416	0	613	1186	1244	15104
production primaire intérieure	4330	183	1702	0	4094	0	613	1186	1244	13352
importations d'énergie primaire [h]	0	0	429	0	1389	0	0	0	0	1818
offre primaire globale [i]	4330	183	2131	0	5483	0	613	1186	1244	15170

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, et enfin par la source d'approvisionnement primaire.
[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.
[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.
[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.
[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.
[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.
[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.
[h] Inclut les importations de produits pétroliers.
[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.
[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

au A10-1 (suite)
global d'énergie

s)	1995 scénario bas									
	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouvelables	hydro- [c] électricité	nucléaire [d]	total
ntérieure										
n finale										
ntiel	589	33	3	530	216	0	124	0	0	1495
ercial	453	16	0	373	95	0	3	0	0	941
himique	174	169	0	0	184	0	0	0	0	526
riel	960	15	324	741	337	21	459	0	0	2857
ort	7	21	0	5	1907	0	0	0	0	1940
ier	7	21	0	5	1539	0	0	0	0	1572
oviaire	0	0	0	0	94	0	0	0	0	94
en	0	0	0	0	185	0	0	0	0	185
itime	0	0	0	0	89	0	0	0	0	89
non énergétique	0	0	0	0	287	0	0	0	0	287
n finale globale	**2183**	**254**	**328**	**1648**	**3026**	**21**	**585**	**0**	**0**	**8046**
usage propre [e]	**202**	**13**	**9**	**140**	**223**	**0**	**0**	**0**	**0**	**587**
ns - marché intérieur [f]										
tion d'électricité	28	0	238	-1788	31	0	47	1086	358	0
tion de propane des raffineries	0	-39	0	0	39	0	0	0	0	0
tion de butanes des raffineries	0	-40	0	0	40	0	0	0	0	0
s utilisés par les raffineries	0	30	0	0	-30	0	0	0	0	0
tion de vapeur	0	0	0	0	1	-21	0	0	20	0
tion de LGN des usines raitement	218	-218	0	0	0	0	0	0	0	0
conversions	**247**	**-267**	**238**	**-1788**	**81**	**-21**	**47**	**1086**	**378**	**0**
conversions - marché intérieur [f]										
tion d'électricité	75	0	501	0	66	0	0	0	931	1574
tion de coke	0	0	13	0	0	0	0	0	0	13
tion de vapeur	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5
pertes de conversions	**75**	**0**	**514**	**0**	**66**	**0**	**0**	**0**	**936**	**1593**
térieure primaire	**2708**	**0**	**1089**	**0**	**3397**	**0**	**632**	**1086**	**1314**	**10225**
our exportations ns d'énergie	1498	276	853	154	1207	0	0	0	0	3988
ns - exportations										
ion d'électricité	0	0	26	-154	1	0	0	114	13	0
s usines de retraitement	38	-38	0	0	0	0	0	0	0	0
onversions	38	-38	26	-154	1	0	0	114	13	0
conversions - exportations										
ion d'électricité	0	0	50	0	3	0	0	0	32	85
'énergie primaire										
tations [g]	**1536**	**238**	**929**	**0**	**1211**	**0**	**0**	**114**	**45**	**4074**	
naire globale [h]	**4244**	**238**	**2018**	**0**	**4608**	**0**	**632**	**1200**	**1359**	**14299**
primaire intérieure	**4254**	**239**	**1613**	**0**	**3142**	**0**	**632**	**1200**	**1358**	**12439**
d'énergie primaire [h]	**0**	**0**	**406**	**0**	**1853**	**0**	**0**	**0**	**0**	**2259**
globale [i]	**4254**	**239**	**2018**	**0**	**4995**	**0**	**632**	**1200**	**1359**	**14698**

supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, fin par la source d'approvisionnement primaire.
art entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.
données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.
données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.
prend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel prend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; fin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.
aleur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie ée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.
les exportations de produits pétroliers.
les importations de produits pétroliers.
et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.
nande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie e que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

Tableau A10-1 (suite)
Bilan global d'énergie

(pétajoules)

1995
scénario élevé

	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouvelables	hydro-électricité [c]	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale	604	33	3	524	194	0	122	0	0	1480
résidentiel	474	17	0	379	83	0	3	0	0	957
commercial	174	169	0	0	184	0	0	0	0	526
pétrochimique	1271	18	398	835	332	23	465	0	0	3342
industriel	9	25	0	5	1912	0	0	0	0	1952
transport	9	25	0	5	1542	0	0	0	0	1581
routier	0	0	0	0	94	0	0	0	0	94
ferroviaire	0	0	0	0	193	0	0	0	0	193
aérien	0	0	0	0	83	0	0	0	0	83
maritime	0	0	0	0	292	0	0	0	0	292
utilisation non énergétique	2531	262	401	1745	2996	24	590	0	0	8548
utilisation finale globale	219	14	10	146	225	0	0	0	0	613
pertes et usage propre [e]										
conversions - marché intérieur [f]	35	0	282	-1890	53	0	47	1112	361	0
production d'électricité	0	-39	0	0	39	0	0	0	0	0
production de propane des raffineries	0	-40	0	0	40	0	0	0	0	0
production de butanes des raffineries	0	30	0	0	-30	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffineries	0	0	0	0	2	-24	0	0	22	0
production de vapeur	227	-227	0	0	0	0	0	0	0	0
production de LGN des usines de retraitement	262	-276	282	-1890	104	-24	47	1112	383	0
total des conversions										
pertes de conversions - marché intérieur [f]	92	0	590	0	95	0	0	0	939	1717
production d'électricité	0	0	15	0	0	0	0	0	0	15
production de coke	0	0	0	0	0	0	0	0	5	6
production de vapeur	92	0	605	0	95	0	0	0	945	1737
total des pertes de conversions										
demande intérieure d'énergie primaire	3104	0	1298	0	3420	0	636	1112	1328	10898
demande pour exportations										
exportations d'énergie	1498	265	905	140	2137	0	0	0	0	4946
conversions - exportations	0	0	28	-140	1	0	0	100	10	0
production d'électricité	53	-53	0	0	0	0	0	0	0	0
LGN des usines de retraitement	53	-53	28	-140	1	0	0	100	10	0
total des conversions										
pertes de conversions - exportations	0	0	58	0	3	0	0	0	24	84
production d'électricité										
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	1552	212	991	0	2141	0	0	100	34	5030
demande primaire globale [h]	4656	212	2289	0	5561	0	636	1212	1362	15928
production primaire intérieure	4655	213	1831	0	4361	0	636	1212	1362	14270
importations d'énergie primaire [h]	0	0	458	0	1322	0	0	0	0	1779
offre primaire globale [i]	4655	213	2289	0	5683	0	636	1212	1362	16050

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, et enfin par la source d'approvisionnement primaire.
[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.
[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.
[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.
[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.
[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.
[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.
[h] Inclut les importations de produits pétroliers.
[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.
[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

Tableau A10-1 (suite)
Bilan global d'énergie

(pétajoules) — 2000 — scénario bas

	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouve-lables	hydro-électricité [c]	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale										
résidentiel	619	33	3	551	205	0	133	0	0	1546
commercial	480	16	0	393	95	0	3	0	0	988
pétrochimique	181	172	0	0	200	0	0	0	0	553
industriel	1080	15	362	817	340	25	473	0	0	3112
transport	10	22	0	6	1984	0	0	0	0	2023
routier	10	22	0	6	1609	0	0	0	0	1648
ferroviaire	0	0	0	0	97	0	0	0	0	97
aérien	0	0	0	0	188	0	0	0	0	188
maritime	0	0	0	0	89	0	0	0	0	89
utilisation non énergétique	0	0	0	0	314	0	0	0	0	314
utilisation finale globale	2371	259	365	1768	3139	25	609	0	0	8536
pertes et usage propre [e]	213	14	9	153	233	0	0	0	0	622
conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	27	0	308	-1921	43	0	61	1133	348	0
production de propane des raffineries	0	-39	0	0	39	0	0	0	0	0
production de butanes des raffineries	0	-40	0	0	40	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffineries	0	31	0	0	-31	0	0	0	0	0
production de vapeur	0	0	0	0	1	-25	0	0	23	0
production de LGN des usines de retraitement	225	-225	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	252	-273	308	-1921	93	-25	61	1133	372	0
pertes de conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	67	0	542	0	86	0	0	0	906	1601
production de coke	0	0	15	0	0	0	0	0	0	15
production de vapeur	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6
total des pertes de conversions	67	0	557	0	86	0	0	0	912	1622
demande intérieure d'énergie primaire	2903	0	1239	0	3551	0	670	1133	1284	10780
demande pour exportations										
exportations d'énergie	1498	267	878	173	1052	0	0	0	0	3868
conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	34	-173	2	0	0	132	5	0
LGN des usines de retraitement	44	-44	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	44	-44	34	-173	2	0	0	132	5	0
pertes de conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	94	0	2	0	0	0	10	107
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	1543	223	1006	0	1056	0	0	132	15	3975
demande primaire globale [h]	4446	223	2245	0	4607	0	670	1266	1299	14755
production primaire intérieure	4472	223	1739	0	2889	0	670	1266	1299	12558
importations d'énergie primaire [h]	0	0	507	0	1935	0	0	0	0	2442
offre primaire globale [i]	4472	223	2245	0	4824	0	670	1266	1299	14998

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, et enfin par la source d'approvisionnement primaire.

[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.

[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.

[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.

[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.

[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.

[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.

[h] Inclut les importations de produits pétroliers.

[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.

[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

Tableau A10-1 (suite)
Bilan global d'énergie

(pétajoules)

2000
scénario élevé

	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouve-lables	hydro-électricité [c]	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale	634	33	3	545	172	0	130	0	0	1517
résidentiel	499	17	0	407	79	0	5	0	0	1007
commercial	181	172	0	0	200	0	0	0	0	553
pétrochimique	1385	19	545	962	349	28	483	0	0	3770
industriel	14	30	0	7	2018	0	0	0	0	2068
transport	14	30	0	7	1636	0	0	0	0	1686
routier	0	0	0	0	100	0	0	0	0	100
ferroviaire	0	0	0	0	198	0	0	0	0	198
aérien	0	0	0	0	85	0	0	0	0	85
maritime	0	0	0	0	325	0	0	0	0	325
utilisation non énergétique	2713	270	548	1920	3144	29	617	0	0	9241
utilisation finale globale	231	15	10	159	238	0	0	0	0	653
pertes et usage propre [e]										
conversions - marché intérieur [f]	37	0	359	-2079	67	0	61	1197	358	0
production d'électricité	0	-40	0	0	40	0	0	0	0	0
production de propane des raffineries	0	-41	0	0	41	0	0	0	0	0
production de butanes des raffineries	0	31	0	0	-31	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffineries	0	0	0	0	2	-29	0	0	27	0
production de vapeur	235	-235	0	0	0	0	0	0	0	0
production de LGN des usines de retraitement	273	-285	359	-2079	118	-29	61	1197	384	0
total des conversions										
pertes de conversions - marché intérieur [f]	91	0	707	0	106	0	0	0	903	1806
production d'électricité	0	0	17	0	0	0	0	0	0	17
production de coke	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7
production de vapeur	91	0	724	0	106	0	0	0	910	1831
total des pertes de conversions										
demande intérieure d'énergie primaire	3308	0	1642	0	3606	0	677	1197	1294	11724
demande pour exportations										
exportations d'énergie	1498	259	972	151	2222	0	0	0	0	5102
conversions - exportations	0	0	18	-151	1	0	0	128	2	0
production d'électricité	58	-58	0	0	0	0	0	0	0	0
LGN des usines de retraitement	58	-58	18	-151	1	0	0	128	2	0
total des conversions										
pertes de conversions - exportations	0	0	37	0	3	0	0	0	6	46
production d'électricité										
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	1556	201	1028	0	2226	0	0	128	9	5148
demande primaire globale [h]	4864	201	2670	0	5831	0	677	1326	1303	16872
production primaire intérieure	4863	202	2110	0	4644	0	677	1326	1303	15125
importations d'énergie primaire [h]	0	0	559	0	1308	0	0	0	0	1867
offre primaire globale [i]	4863	202	2670	0	5952	0	677	1326	1303	16992

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, et enfin par la source d'approvisionnement primaire.
[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.
[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.
[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.
[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.
[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.
[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.
[h] Inclut les importations de produits pétroliers.
[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.
[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

Tableau A10-1 (suite)
Bilan global d'énergie

(pétajoules)

2005
scénario bas

	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouvelables	hydro- [c] électricité	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale										
résidentiel	641	34	3	577	195	0	139	0	0	1588
commercial	506	17	0	415	90	0	4	0	0	1031
pétrochimique	181	174	0	0	219	0	0	0	0	574
industriel	1209	15	401	903	326	28	482	0	0	3366
transport	14	25	0	8	2072	0	0	0	0	2118
routier	14	25	0	8	1684	0	0	0	0	1730
ferroviaire	0	0	0	0	102	0	0	0	0	102
aérien	0	0	0	0	192	0	0	0	0	192
maritime	0	0	0	0	94	0	0	0	0	94
utilisation non énergétique	0	0	0	0	340	0	0	0	0	340
utilisation finale globale	2550	266	404	1902	3241	29	625	0	0	9018
pertes et usage propre [e]	225	15	9	158	241	0	0	0	0	647
conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	40	0	351	-2060	46	0	66	1215	343	0
production de propane des raffineries	0	-40	0	0	40	0	0	0	0	0
production de butanes des raffineries	0	-40	0	0	40	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffineries	0	31	0	0	-31	0	0	0	0	0
production de vapeur	0	0	0	0	1	-29	0	0	27	0
production de LGN des usines de retraitement	232	-232	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	272	-281	351	-2060	96	-29	66	1215	370	0
pertes de conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	98	0	688	0	87	0	0	0	870	1743
production de coke	0	0	17	0	0	0	0	0	0	17
production de vapeur	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7
total des pertes de conversions	98	0	705	0	87	0	0	0	877	1767
demande intérieure d'énergie primaire	3145	0	1470	0	3665	0	691	1215	1247	11432
demande pour exportations										
exportations d'énergie	1498	260	905	163	1122	0	0	0	0	3949
conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	16	-163	1	0	0	145	1	0
LGN des usines de retraitement	49	-49	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	49	-49	16	-163	1	0	0	145	1	0
pertes de conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	32	0	3	0	0	0	3	38
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	1548	211	953	0	1126	0	0	145	4	3987
demande primaire globale [h]	4692	211	2423	0	4791	0	691	1360	1251	15419
production primaire intérieure	4677	211	1837	0	2772	0	691	1360	1251	12798
importations d'énergie primaire [h]	0	0	585	0	2266	0	0	0	0	2851
offre primaire globale [i]	4677	211	2423	0	5038	0	691	1360	1251	15649

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, et enfin par la source d'approvisionnement primaire.
[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.
[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.
[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.
[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.
[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.
[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.
[h] Inclut les importations de produits pétroliers.
[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.
[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

Tableau A10-1 (suite)
Bilan global d'énergie

(pétajoules)

2005

scénario élevé

	gaz naturel [j]	LGN [a]	charbon, coke, gaz de cokéfaction	électricité	pétrole[b]	vapeur	renouvelables	hydro-électricité [c]	nucléaire [d]	total
demande intérieure										
utilisation finale										
résidentiel	641	34	3	572	164	0	134	0	0	1548
commercial	519	18	0	445	81	0	5	0	0	1068
pétrochimique	181	174	0	0	219	0	0	0	0	574
industriel	1487	19	632	1093	372	34	496	0	0	4134
transport	18	34	0	9	2138	0	0	0	0	2198
routier	18	34	0	9	1731	0	0	0	0	1791
ferroviaire	0	0	0	0	107	0	0	0	0	107
aérien	0	0	0	0	208	0	0	0	0	208
maritime	0	0	0	0	91	0	0	0	0	91
utilisation non énergétique	0	0	0	0	354	0	0	0	0	354
utilisation finale globale	**2846**	**279**	**636**	**2119**	**3328**	**34**	**635**	**0**	**0**	**9876**
pertes et usage propre [e]	**241**	**16**	**11**	**177**	**248**	**0**	**0**	**0**	**0**	**693**
conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	42	0	415	-2296	42	0	66	1342	389	0
production de propane des raffineries	0	-40	0	0	40	0	0	0	0	0
production de butanes des raffineries	0	-41	0	0	41	0	0	0	0	0
butanes utilisés par les raffineries	0	32	0	0	-32	0	0	0	0	0
production de vapeur	0	0	0	0	2	-34	0	0	32	0
production de LGN des usines de retraitement	246	-246	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	**288**	**-295**	**415**	**-2296**	**93**	**-34**	**66**	**1342**	**422**	**0**
pertes de conversions - marché intérieur [f]										
production d'électricité	102	0	827	0	84	0	0	0	976	1989
production de coke	0	0	20	0	0	0	0	0	0	20
production de vapeur	0	0	0	0	0	0	0	0	8	9
total des pertes de conversions	**102**	**0**	**846**	**0**	**84**	**0**	**0**	**0**	**984**	**2017**
demande intérieure d'énergie primaire	**3477**	**0**	**1908**	**0**	**3753**	**0**	**701**	**1342**	**1406**	**12586**
demande pour exportations										
exportations d'énergie	1498	267	1054	172	2151	0	0	0	0	5143
conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	16	-172	0	0	0	153	2	-1
LGN des usines de retraitement	57	-57	0	0	0	0	0	0	0	0
total des conversions	57	-57	16	-172	0	0	0	153	2	-1
pertes de conversions - exportations										
production d'électricité	0	0	34	0	4	0	0	0	5	43
demande d'énergie primaire pour exportations [g]	**1556**	**210**	**1104**	**0**	**2155**	**0**	**0**	**153**	**7**	**5185**
demande primaire globale [h]	**5032**	**210**	**3012**	**0**	**5908**	**0**	**701**	**1495**	**1413**	**17771**
production primaire intérieure	**5031**	**210**	**2374**	**0**	**4501**	**0**	**701**	**1495**	**1413**	**15825**
importations d'énergie primaire [h]	**0**	**0**	**638**	**0**	**1409**	**0**	**0**	**0**	**0**	**2046**
offre primaire globale [i]	**5031**	**210**	**3012**	**0**	**6010**	**0**	**701**	**1495**	**1413**	**17871**

Nota: [a] Nous supposons que la demande intérieure de LGN est satisfaite en premier lieu par les raffineries, ensuite par les usines de retraitement, et enfin par la source d'approvisionnement primaire.

[b] L'écart entre l'offre et la demande de pétrole est le résultat de la différence entre les facteurs de conversion utilisés.

[c] Les données concernant l'hydroélectricité sont converties au moyen d'un facteur de 3,6 GJ/MWh.

[d] Les données concernant le nucléaire sont converties au moyen d'un facteur de 12,1 GJ/MWh.

[e] Comprend l'usage propre et les pertes applicables à l'utilisation finale au Canada, et aux exportations. L'usage propre associé au gaz naturel comprend le combustible pour pipeline et celui utilisé aux usines de retraitement. Pour les LGN, l'usage propre comprend le combustible utilisé dans l'industrie de l'énergie; pour le charbon, les pertes suite à la production de coke; pour l'électricité, les pertes relatives au transport et à la distribution; et enfin pour le pétrole, la consommation au terminal et à la raffinerie.

[f] Une valeur négative signifie une conversion à la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau. Une valeur positive signifie que la forme d'énergie indiquée à la partie supérieure du tableau est convertie à une autre forme d'énergie.

[g] Inclut les exportations de produits pétroliers.

[h] Inclut les importations de produits pétroliers.

[i] L'offre et la demande peuvent ne pas être en équilibre étant donné la variation des stocks.

[j] La demande intérieure d'énergie primaire présentée dans ce tableau inclut les LGN produits aux usines de retraitement contrairement à la demande d'énergie primaire que l'on retrouve aux tableaux A4-3 et A4-4.

Annexe 11
Personnes à contacter pour toute demande de renseignements concernant ce rapport

---

Toute question technique concernant les domaines indiqués ci-dessous, dans le présent rapport, doit être adressée aux membres du groupe de travail dont le nom figure à la liste suivante:

Demande d'énergie, sous toutes ses formes	Elizabeth Ruddick	(613) 998-7936
Exportations de gaz naturel	Cas Szuber	(613) 990-6331
Exportations et importations de pétrole et de produits pétroliers raffinés	Nobby Monteiro	(613) 990-6241
Approvisionnements et exportations d'électricité	Pierre Pineault	(613) 990-0321
Approvisionnements en pétrole, gaz naturel, LGN et charbon	Bob Lomas	(613) 998-7918

Toute question générale concernant ce rapport doit être addressée à:

Ian Melzer	(613) 998-7931